

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.346.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Никонова Карина Станиславовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

### Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Никонова Карина Станиславовна

Тема работы:

Определение закономерностей изменения газового фактора при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой терминологии. Механизмы увеличения газового фактора в терригенных и карбонатных породах в условиях Западной Сибири. Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки месторождений. Опыт разработки месторождений Западной Сибири в условиях роста значения газового фактора. Прогнозирование изменения технологических показателей эксплуатации скважин в условиях

	высокого значения газового фактора. Анализ мероприятий, направленных на предупреждение роста газового фактора. Выбор и обоснование применения технологий по борьбе с высокими значениями газового фактора в различных геологических условиях. Особенности математического моделирования прогнозирования увеличения газового фактора в процессе разработки.
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Обзор результатов исследовательских работ в области определения газового фактора нефти
Анализ современных технологических мероприятий по снижению газового фактора в процессе разработки месторождений
Выводы и рекомендации по выбору технологии по борьбе с высокими значениями газового фактора
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Никонова Карина Станиславовна		31.03.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**ПНГ** – попутный нефтяной газ;

**ПВД** – поддержание пластового давления;

**ГЖС** – газожидкостная смесь;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ОСТ** – отраслевой стандарт;

**РД** – разрешающий документ;

**АСМА - Т** – установка массоизмерительная транспортабельная;

**ЛПИГФ** – передвижная лаборатория для исследования газового фактора;

**ОДП** – относительная диэлектрическая проницаемость;

**АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**КИН** – коэффициента извлечения нефти;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**АСВ** – асфальто-смолистые вещества;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПДС** – полимерно-дисперсные составы;

**ПАА** – полиакриламид;

**РИР** – ремонтно-изоляционные работы.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 страницы, в том числе 17 рисунков, 5 таблиц. Список литературы включает 29 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: газовый фактор, давление насыщения нефти газом, газовая шапка, прорыв газа, изоляция газопритока.

Объектом исследования являются месторождения региона, осложненные высокими значениями газового фактора.

Цель исследования – определение закономерностей изменения газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены причины динамики газового фактора нефти в процессе разработки месторождения, зависящая от воздействия комплекса технологических факторов, связанных как с режимом эксплуатации залежи, так и с параметрами работы объектов обустройства. Проведен анализ современных технологий по борьбе с высокими значениями газового фактора.

В результате исследования выявлен комплексный метод формирования величины газового фактора и борьбы с его высокими значениями в процессе разработки месторождений нефти.

Область применения: добывающие скважины, характеризующиеся высокими значениями газового фактора.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения технологии изоляции газопритока.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НЕФТИ.....	10
1.1 Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой терминологии .....	12
1.2 Механизмы увеличения газового фактора в терригенных и карбонатных породах в условиях Западной Сибири .....	15
1.3 Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки месторождений.....	22
1.4 Опыт разработки месторождений Западной Сибири в условиях роста значения газового фактора .....	31
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	37
2.1 Прогнозирование изменения технологических показателей эксплуатации скважин в условиях высокого значения газового фактора .....	37
2.2 Анализ мероприятий, направленных на предупреждение роста газового фактора .....	43
2.3 Выбор и обоснование применения технологий по борьбе с высокими значениями газового фактора в различных геологических условиях .....	47
2.4 Особенности математического моделирования прогнозирования увеличения газового фактора в процессе разработки .....	58
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С ВЫСОКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ГАЗОВОГО ФАКТОРА .....	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
4.1 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия .....	65

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
5.2 Производственная безопасность .....	76
5.3 Экологическая безопасность .....	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	91



## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время многие месторождения Западной Сибири сталкиваются с проблемой неувязки фактического газового фактора с его проектным значением. Непрогнозируемый рост газового фактора является сигналом развития таких негативных явлений, как внутрипластовое разгазирование или прорыв газа из газовой шапки к забою добывающих скважин. Наличие чрезмерного свободного газа неблагоприятно влияет на эффективную работу насоса. Вызывая перегрев кабельной линии или образуя твердые отложения в насосе, свободный газ может привести к отказу глубинного насоса.

Увеличение добычи газа ведет за собой изменения реологических свойств пластовой нефти. По мере увеличения газонасыщенности пласта наблюдается снижение нефтенасыщенности, что может стать причиной иммобилизации нефти, то есть ее обездвиживания.

Таким образом, газовый фактор имеет важное значение при эксплуатации месторождений. Следовательно, выявление закономерностей изменения данного параметра является актуальным вопросом в настоящее время.

Целью выпускной квалификационной работы является определение закономерностей изменения газового фактора в процессе разработки месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Обзор результатов исследовательских работ в области определения газового фактора нефти;
2. Обоснование величины роста газового фактора;
3. Анализ технологических решений по снижению газового фактора в процессе разработки месторождения;
4. Разработка комплексного метода определения газового фактора.

## **1 ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НЕФТИ**

На практике принято считать, что величина газового фактора неизменна при разработке месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД). Варьироваться данный параметр может либо при эксплуатации залежи в режиме растворенного газа, либо при изменении по площади или высоте залежи, с приближением или удалением от водонефтяного или газонефтяного контакта. Ввод системы ППД обеспечивает поддержание текущего пластового давления выше давления насыщения. Вследствие на современном этапе развития нефтегазовой отрасли как правило сложилось мнение, что объем добычи ПНГ связан только с объемом добычи нефти и его первоначальным значением газосодержания.

Однако многие научные труды посвящены тематике изменения газового фактора при разработки месторождений, даже если они эксплуатируются с применением ППД. Внимание ученых привлекли изменения свойств нефти, вызванные технологическими факторами в процессе добычи.

Исследованию динамики газового фактора на нефтяных месторождениях посвящена работа Л.И. Муллагелиева «Особенности изменения газового фактора на Трехозерном нефтяном месторождении», написанная в 1969 году. Автор охарактеризовал распределение начальных значений свойств нефти по площади месторождения, выделив объект разработки на три зоны, где присуща вариативность свойств пластового флюида друг относительно друга. Зоны были выделены по величине значений плотности и по газового фактора. Одна из трех частей ареала геологического объекта была насыщена так называемой «легкой нефтью», которой характерна значение плотности  $790...825 \text{ кг/м}^3$  и газовый фактора около  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ ; также сосуществует зона нефти со средней плотностью  $825 ... 850 \text{ кг/м}^3$ , газовый фактор в пределах  $50 ... 80 \text{ м}^3/\text{т}$  и зона окисленной нефти с плотностью до  $890 \text{ кг/м}^3$ . Из чего следует, что даже на начальном этапе

разработки в одном месторождении существует изменчивость начальных значений газового фактора.

Большой опыт эксплуатации месторождений Урало-Поволжского региона стал истоком изучения динамики газового фактора. В книге Д.М. Шейх-Али «Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений», изложены результаты многолетних исследований изменения газового фактора и свойств нефти в процессе эксплуатации Туймазинского, Арланского и Сергеевского месторождений ПАО АНК «Башнефть». Зафиксировано влияние процесса заводнения на основные параметры пластовой нефти и величину газового фактора и установлено, что при увеличении закачиваемой воды происходит изменение свойств нефти вследствие распределения летучих газовых компонентов между нефтью и водой.

В Западной Сибири в трудах Ф.Я. Канзафарова и Р.Г. Джабарово́й «Изменение свойств нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения» и «Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения» представлены результаты исследований по изучению изменения свойств нефти и нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения. Исходя из результатов многочисленных исследований был сделан вывод, что в процессе разработки месторождения происходит заметные изменения свойств нефти, включая такой параметр как газовый фактор, обусловлено это влиянием специфики реализуемых мероприятий.

На современном этапе изучения данной тематики посвящены работы К.Е. Кордика «Моделирование величины газового фактора нефти с учётом изменения термобарических условий сепарации скважинной продукции на промысловом объекте» [1] об изменении значения газового фактора на объектах сбора и подготовки нефти за счет увеличения температуры сепарации нефти от газа. В работе рассматривалась наземная инфраструктура сбора и подготовки нефти ПАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», и была замечена зависимость температуры

газожидкостной смеси (ГЖС) от обводненности пластового флюида. Увеличение температуры входного потока, вызывает дополнительных переход легкокипящих компонентов нефти в газовую фазу на этапе подготовки, что, соответственно, отражается на увязке фактических и проектных значений газового фактора.

### **1.1 Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой терминологии**

Термины «газовый фактор» и «газосодержание» близкие по смыслу понятия, характеризующие свойства нефти. Именно параллельное их сосуществование вносит ряд проблем с разночтением данных параметров. Хотя между двумя характеристика существуют принципиальные отличия, которые необходимо учитывать в методологии измерения исследуемых параметров.

В РД 39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр» вводилась единообразие в терминологию, связанных с определением количества растворенного газа. Создатели данного нормативного документа декларировали отказ от таких понятий и терминов, как «пластовый газовый фактор» (то же что и «газосодержание») и «рабочий газовый фактор» (тот же «газовый фактор»). И дали четкую терминологию понятию «газовый фактор»: «количество газа (в стандартных куб. м), извлеченное вместе с одной тонной нефти». Также вводилось понятие о «едином газовом факторе», который должен был определяться «в результате дифференциального разгазирования глубинных (пластовых) проб по термобарическим ступеням, параметры которых идентичны параметрам ступеней промысловой системы сепарации».

Однако, несмотря на то что в РД 39-0147035-225-88 вносилось терминологическая ясность в вопросах, связанные с определением количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр, все равно среди научных трудов существовало разночтение.

Согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов» [2] под газовым фактором понимается «объем газа, замеренный на нефтегазодобывающем предприятии при условиях сепарации, отнесенный к массе или объему сепарированной нефти» [2]. Термин «газосодержание» трактуется в ОСТ 153-39.2-048-2003 [2], как «количество компонентов, перешедших в газовую фазу при изменении условий от пластовых до атмосферных и отнесенных к единице объема или массы сепарированной нефти».

К.А. Ковалева и А.Э. Гафурова «Детализация терминологии при исследовании газового фактора и газосодержания» [3] дают четкое разграничение между понятиями «газовый фактор» и «газосодержание». Под газосодержанием авторы подразумевают «отношение всех условно отделенных газообразных компонентов к газонефтяной смеси (нефти с растворенным в ней (попутным) нефтяным газом)», параметр «газовый фактор» зависит от процесса сепарации, реализованным на технологическом объекте. Под сепарацией понимается «процесс отделения газовой фазы, которая выделяется из газонефтяной смеси при снижении давления от  $P_1$  до  $P_2$  при температуре  $T$ ». Количество выделившегося газа должно быть приведено к стандартным условиям. Способом изменения давления от  $P_1$  до  $P_2$  при сепарации газа реализовываются различные подходы при определении газового фактора нефти.

Следует подчеркнуть, что вид разгазирования при определении газового фактора и газосодержания абсолютно разные. Разгазирование пластового флюида может осуществляться контактно и дифференциально. Так при определении газосодержания нефти применяется одноступенчатая сепарация, которая является частным случаем контактной сепарации. В данном случае производится только однократное изменение пластовых условий до стандартных (температура 20 °С и давление 0,101 МПа).

Напротив, параметр «газовый фактор» определяется при ступенчатой сепарации, обычно в Западной Сибири применима трёхступенчатая сепарация, представляющая частный случай дифференциального разгазирования. Дифференциальное разгазирование подразумевает постоянный отвод выделившегося газа от системы на каждом бесконечно малом интервале перепада давления.

При подсчете запасов внимание фокусируется на значении газового фактора. Это объясняется тем, что в зависимости от свойств нефти разница между величинами газового фактора и газосодержания будет варьироваться в больших пределах. Результаты исследования Г.П. Былинкина «Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования» [4] дают сделать вывод, что чем больше термобарические условия залегания нефти (пластовое давление и температура), тем существеннее разница между двумя измеряемыми параметрами. Данное различие обуславливается переход легкокипящих углеводородов из нефти в газовую фазу при однократной сепарации, т.е. происходит увеличение объемов отсепарированного газа и, соответственно, снижение объемов товарной нефти.

Таким образом, определение газового фактора происходит следующим образом:

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{сумм.г}}}{G_{\text{н}}}, \quad (1)$$

где  $Q_{\text{сум.г}}$  – суммарное количество газа со всех ступеней сепарации выделившегося из 1 т пластовой нефти при условиях сепарации и приведенное к стандартным или нормальным условиям,  $\text{м}^3$ ;

$G_{\text{н}}$  – 1 т товарной нефти.

Газовый фактор выражает суммарное количество газа со всех ступеней сепарации ( $\text{м}^3$ ), выделившегося из 1 т пластовой нефти при условиях сепарации, отнесенное к 1 т товарной нефти и приведенное к стандартным или нормальным условиям.

Газосодержание выражает количество газа ( $\text{м}^3$ ), выделившегося из 1 т пластовой нефти при изменении условий от пластовых до стандартных и отнесенное к объему дегазированной нефти при стандартных условиях.

$$R = \frac{Q_{\Gamma}}{G_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – количество газа выделившегося из 1 т пластовой нефти при однократном стандартном разгазировании,  $\text{м}^3$ ;

$G_{\text{н}}$  – 1 т дегазированной нефти, приведенное к стандартных условиях.

Из всего вышеизложенного в данной работе под параметром зависящий от технологических особенностей добычи нефти в процессе эксплуатации месторождений будет пониматься термин «газовый фактор». Напротив, понятие «газосодержание» напрямую не зависит от режима эксплуатации залежи и термобарических условий сепарации. Под данным параметром будет подразумеваться количество компонентов нефти, перешедших в газовую фазу при изменении условий от пластовых до атмосферных и отнесенных к единице объема или массы сепарированной нефти.

## **1.2 Механизмы увеличения газового фактора в терригенных и карбонатных породах в условиях Западной Сибири**

Изменение газового фактора в процессе разработки месторождений наблюдается в трех основных ситуациях:

- динамика газового фактора при эксплуатации месторождения на режиме растворенного газа (режим истощения);
- динамика газового фактора при разработке месторождения с задействованием системы поддержания пластового давления;
- динамика газового фактора при разработке месторождения с газовой шапкой.

Стоит отметить, что в процессе реального времени возможен случай «смешанного» режима. В данном случае имеет место быть сосуществование различных режимов эксплуатации залежи.

Режим истощения предполагает под собой довольно быстрое снижение пластового и забойного давлений ниже давления насыщения нефти газом. При достижении величины давления насыщения происходит выделение легких углеводородов из нефти в свободную фазу. Выделившийся газ будет накапливаться вокруг ствола скважины, образуя тем самым зону частичного разгазирования. Зона частичного разгазирования при условии незначительных размеров залежи может охватить не только призабойную зону пласта (ПЗП), но и распространиться на всю площадь залежи. По мере увеличения разницы между давлениями из нефти в газовую фазу увлекаются компоненты с всё более низкой упругостью паров. Как результат, изменение компонентных составов жидкой и газообразной фазы приведет к изменению таких свойств, как вязкость, плотность, сжимаемость. Ухудшение реологических свойств нефти приводит к уменьшению растворимости высокомолекулярных веществ и способствует их осаждению. Выпадение и накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта приведет к образованию дополнительного фильтрационного сопротивления потоку пластового флюида из-за закупорки каналов фильтрации и, как следствие, ухудшению фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Увеличение газонасыщенности пласта до критического значения приводит к росту относительной проницаемости газа и образованию подвижной газовой фазы, который затем начнет прорываться к добывающим скважинам по отдельным прослоям вследствие значительно большей по сравнению с нефтью подвижностью  $k/\mu$  ( $k$  – проницаемость,  $\mu$  – динамическая вязкость). Данное явление обозначается термином «проскальзывание» и с момента его наступления наблюдается увеличение газового фактора. Отмечается, что при снижении забойного давления до значений  $0,55-0,7 \cdot P_{\text{нас}}$  величина газового фактора по скважине возрастает более чем в два раза.

В карбонатных породах из-за наличия «двойной среды» (рисунок 1), фильтрация пластового флюида подчиняется разным законам в поровом и в



трещинном пространствах. Трещины повышают свойство породы фильтровать через себя флюид, что, безусловно, увеличивает притоки нефти. Однако они же могут создать проблемы при разработке, вызывая прорывы воды и газа к добывающим скважинам ввиду учета явления анизотропии, т.е. направленной проницаемости характерной для некоторых трещиноватых коллекторов, если разломы, пронизывающие нефтяной пласт, уходят выше или ниже него в газовую шапку или водоносный слой.

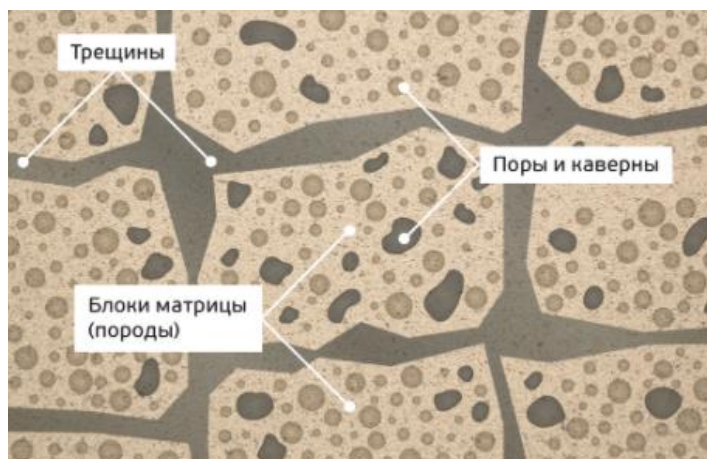


Рисунок 1 – «Двойная среда» карбонатного трещиноватого коллектора

Карбонатные коллекторы имеют толщинную неоднородность и слоистое строение продуктивных карбонатных толщ, что предполагает под собой неравномерную послойную выработку. Раскрытость трещин, трещинная проницаемость и коэффициент охвата трещиноватостью продуктивного объема меняются при изменении пластового давления в процессе разработки нефтяных залежей. Заметнее всего в низкопроницаемых карбонатных коллекторах, фильтрационные свойства которых во многом определяются трещинной проницаемостью. При эксплуатации залежи в режиме растворенного газа снижение пластового давления ниже бокового горного давления вызывает смыкание стенок трещин. Скопление выделившегося из нефти газа на небольших участках залежи между скважинами происходит в случае их разобщения с дренируемым объемом пласта после снижения пластового давления и сжатия ранее открытых трещин. Данное явление вызывает

разработку с увеличенным газовым фактором на нововведенных в эксплуатацию скважин.

Так, например, при разработке карбонатного коллектора месторождения X с пластовой нефтью высокого газосодержания при снижении забойного давления до давления насыщения было отмечено снижение коэффициента продуктивности в 3,5 раз, последующее снижение давления только сохраняла данную тенденцию. Причинами снижения продуктивности скважин являлись увеличение объемного содержания свободного газа в пласте и деформация коллектора (смыкание естественных трещин). При интенсивном снижении текущего пластового давления отмечается процесс воздействия повышенных эффективных напряжений на пластические свойства пласта. Необходимо обратить внимание, что в карбонатных коллекторах влияние забойного и пластового давления на радиус зоны дренирования намного существеннее, чем в терригенных.

Ввод в эксплуатацию систему поддержания пластового давления позволяет решить проблему внутрипластового разгазирования, но даже при давлениях выше давления насыщения происходит увеличение газового фактора. Многочисленные исследования отметили рост газового фактора при увеличении обводненности месторождения. Данная связь объясняется тем, что при условиях, существующих в пласте, контакт нагнетаемой воды с нефтью приводит к диффузии легких газовых компонентов нефти, таких как азот, метан, этан и диоксид углерода в воду. В процессе добычи привлечение существенных объемов пластовой воды приводит к значительному увеличению газового фактора по причине роста растворенного в воде газа.

Описанный процесс получил экспериментальное подтверждение [5]: снижение газонасыщенности нефти в результате контакта пластовой системы с закачиваемой и недонасыщенной водой за счет перехода легких компонентов нефти в рабочий агент. В данном случае рост газового фактора происходит из-за увеличения добычи растворенного в воде газа при вовлечении в разработку

больших объемов нагнетаемой воды. При этом дополнительная добыча попутного газа за счет водорастворенной части не предусматривается действующими нормативными документами по подсчету запасов.

Стоит отметить, что не всегда ввод системы ППД является своевременным. В некоторых случаях происходит снижение пластового давления ниже давления насыщения и в дальнейшем ввод системы ППД. В данном случае при образовании свободной газовой фазы в околоскважинном пространстве, увеличение забойного давления путем уменьшения депрессии на пласт или увеличения объемов нагнетаемой воды до давления насыщения не сопровождается полным растворением свободной газовой фазы. Иными словами, снижение забойного давления ниже давления насыщения является точкой «невозврата», когда образовавшийся и аккумулировавшийся в ПЗП свободный газ нельзя весь обратно растворить, и период добычи нефти без осложнений резко сокращается.

Иногда происходит снижение забойного давления при добычи флюида с использованием системы ППД, кроме всех вышеперечисленных осложняющих факторов (выпадение АСПО, увеличение газонасыщенности пласта и т.д.) наблюдается практическая неизменность подвижности свободной воды в пласте, что в купе с «утяжелением» нефти приводит к быстрой обводненности добывающей продукции. При снижении забойного давления не более  $0,15 \cdot P_{\text{нас}}$  не наблюдается столь сильное снижение дебита нефти из-за незначительного распространения зоны трехфазной фильтрации в околоскважинном пространстве. Однако при изменении соотношения в сторону увеличения разницы между значениями двух давлений приводит к расширению существования зоны трехфазной фильтрации. При осуществлении данных условий произойдет рост обводненности продукции из-за увеличения скоростей фильтрации газа и воды. Образование дополнительных фильтрационных сопротивлений нефти будет происходить интенсивнее по мере продвижения нефти к забою добывающей скважины.

Исходя из вышенаписанного делаем вывод, что увеличение газового фактора может произойти при снижении пластового и/или забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. В это случае образуется свободная газовая фаза, которая в свою очередь, обладая большей подвижностью, начнет прорываться к забою добывающих скважин. Данный процесс, получивший название «проскальзывание» наблюдается в терригенных и карбонатных породах, но ввиду своей двойной пористости механизм увеличения газового фактора в карбонатных породах может иметь другой вид. Из-за анизотропии некоторых трещиноватых коллекторов, нефть может двигаться только в определенном направлении, если залежь имеет газовое скопление в приподнятой своей части и трещины будут пронизывать его, то по этим разломам газ будет прорываться к скважинам. При разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов снижение пластового давления может вызвать смыкание трещин, то есть образование локальных изолированных от дренируемого объема зон. В этих зонах начнет выделяться свободная газовая фаза и при вводе новых скважин будет наблюдаться величина газового фактора, превышающая ожидаемую.

Однако даже с системой поддержания пластового давления, при поддержании условия  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ , наблюдается тенденция опережающей выработки нефтяного газа, что заметно на месторождениях Западной Сибири. В данном случае причиной может стать процесс дегазации нефти, обусловленный её взаимодействием с нагнетаемой водой. При условии  $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$  в ПЗП образуется трехфазная фильтрация, которая усложняет контроль разработки месторождения и при существенном (более 15%) снижении забойного давления приведет к множественным негативным факторам.

При эксплуатации месторождений с газовой шапкой нередки случаи образования конуса газа. Неравномерное движение контура газоносности приводит к внедрению нефти в газовую часть пласта и к прорыву газа из газовой шапки к добывающим скважинам. На поверхности наблюдается резкий скачок роста объемов добычи газа. Многофазные залежи чаще всего характеризуются

режимом растворенного газа, что приводит к низким показателям коэффициента извлечения нефти. При наличии подошвенных или краевых вод осуществляется водонапорный режим. Водонапорный режим характеризуется тем, что при стабилизации пластового давления весь отбор пластовой жидкости замещается поступлением воды в продуктивную часть коллектора. Происходящее при этом продвижение водонефтяного контакта (ВНК) приводит к тому, что скважины, находящиеся в водонефтяной зоне, обводняются, и добыча нефти сопровождается непрерывным ростом содержания воды. Обводнение скважин приводит к росту себестоимости нефти и ухудшению показателей разработки. Одним из самых неблагоприятных процессов вытеснения, является одновременное продвижение контурных и подошвенных вод совместно с продвижением газонефтяного контакта. В данном случае велика вероятность образования и конуса газа, и конуса воды, что приведет к быстрому обводнению и загазованности скважинной продукции.

Описанные выше процессы невозможно избежать, но вполне реализуема отсрочка начала реализации и снижение степени развития путем контроля депрессии на пласт. При фонтанном способе добычи контроль осуществляется с помощью штуцеров различного диаметра, которые позволяют удерживать забойное давление выше или на уровне с давлением насыщения. При механизированном способе эксплуатации месторождений забойное давление равно гидродинамическому уровню в затрубном пространстве, который регулируется производительностью установки. При разработке многофазных залежей следует изучить процессы продвижения подошвенных вод и верхнего газа и сложного явления деформации поверхности раздела фаз в пористой среде (конусообразования).

### **1.3 Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки месторождений**

Существуют различные нормативных документа, которые регламентирует процедуру определения газового фактора на различных стадиях разработки месторождений. Периодичность и порядок проведения измерительных работ определены в следующей документации:

- РД 39-014035-255-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр»;

- ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества, извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа»

- РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»

- Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: утвержденное министерством природных ресурсов и экологии РФ 01.11.2013 г.

На стадии подсчета запасов, растворенного в нефти газа применима «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». РД 39-0147035-225-88, ГОСТ Р 8.615-2005 и РД 153-39.0-109-01 содержат требования и методы процедуры определения газового фактора на всех стадиях разработки, начиная с разведки.

Если сравнить методологические подход к определению газового фактора, то при подсчете запасов в соответствии с «Инструкцией по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» применимы только результаты дифференциального ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий ( $P = 101325 \text{ Па}$ ,  $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Существуют шесть методов определения газового фактора:

- Исследованием глубинных проб нефти, режим разгазирования которых до стандартных условий должен соответствовать режимам сепарации на промысле;

- Непосредственным измерением количеств газа и нефти на передвижных замерно-сепарационных установках;

- С помощью групповых замерных установок типа «Спутник» (с последующим дифференциальным разгазированием в лабораторных условиях пробы жидкости, взятой на выходе из сепаратора);

- Расчётом по константам фазового равновесия газонефтяных систем с применением метода материального баланса;

- Сравнением компонентного состава проб нефти и газа по ступеням сепарации;

- Методом исследования рекомбинированных проб нефти и газа.

В данной работе будут рассматриваться только первые три метода определения газового фактора.

Определение газового фактора методом разгазирования глубинных проб нефти. Метод разгазирования глубинных проб нефти, который является единственным методом существующий в двух нормативных документах, на стадии разведки месторождений является безальтернативным методом определения газового фактора.

Согласно требованиям «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [7] существует выбор вида разгазирования пробы. Допускается дифференциальное либо ступенчатое разгазирование. Как уже рассматривалась ранее, дифференциальное разгазирование это общий случай ступенчатой сепарации, где число ступеней стремится к бесконечности по терминологии, предложенной К.А. Ковалевым и А.Э. Гафуровым [3], при частном случае в Западной Сибири обычно проводится к три стадии. Отличительным признаком также служит температурный режим, при котором происходит отделение газа. При первом случае разгазирование

будет проходить при пластовой температуре, при втором дегазация происходит при температуре промыслового объекта, которая, безусловно, ниже, чем та, которая присуща недрам.

А.И. Брусиловский и Г.П. Былинкин в труде «Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методологической основе» [8] отметили трудоемкость и длительность процесса дифференциального разгазирования, также, что при большом количестве ступеней сепарации погрешность лабораторных и фактических значений велика, обусловлено это игнорирование процесса растворения легкокипящих углеводород группы  $C_{5+высш}$  в газовой фазе, образующаяся при понижении давления до стандартного значения. Таким образом, сделан вывод о некорректности результатов дифференциального разгазирования по сравнению с результатами, полученными при ступенчатой сепарации.

Исходя из вышеизложенного, ступенчатая сепарация в лабораторных исследованиях является наиболее приближенным к промысловым термобарическим режимам подготовки продукции скважин и относительно дифференциального разгазирования менее длителен и трудоемок.

Еще один важный вопрос при определении газового фактора с помощью глубинных проб – это термобарические условия сепарации, которые должны соответствовать или быть приближенными к фактическим режимам на промысловых объектах подготовки нефти. В РД 39-0147035-225-88 прописаны рекомендованные условия проведения трёхступенчатой сепарации:

- давление первой ступени 0,6 – 1 МПа (абс.);
- давление второй ступени 0,25 – 0,30 МПа (абс.);
- давление третьей ступени 0,105 МПа (абс.);
- температура флюидов на всех ступенях сепарации принимается, исходя из фактических условий эксплуатации объекта, либо по расчёту из проекта обустройства месторождения.



К.Е. Кордика и другие [1] отмечают, что газовый фактора является величиной, зависимой от многих технологических факторов, таких как число ступеней сепарации, конструкции сепаратора, режима работы залежи, способа добычи нефти и другие. Определение величины газового фактора на стадии разведки и прогнозирование объемов добычи нефти, основанное на полученных результатах является ошибочным. Термобарические условия сбора и подготовки скважинной продукции за весь период разработки носят изменчивый характер. В конечном счете, фактические условия и условия, при которых были сделаны разгазирования глубинных проб могут варьироваться на каждом объекте разработки индивидуально. Корректировка PVT – условий при проведении исследований глубинных проб на основании сведений о динамике фактический условий эксплуатации объектов позволит наиболее точно определить газовый фактор данным методом.

Таким образом, при определении газового фактора методом разгазирования глубинных проб необходимо учитывать многие детали при выборе оптимальных термобарических условий для корректного прогнозирования объемов добычи попутного нефтяного газа.

**Определение газового фактора нефти с помощью передвижных замерно-сепарационных установок.** Метод глубинных проб подразумевает собой сбор данных для исследований с забоя скважины. В процессе эксплуатации остановка скважины нежелательное явление, так как падение добычи напрямую связана с экономической стабильностью. Поэтому в процессе разработки месторождений определение газового фактора может быть осуществлена с помощью передвижных измерительных установок.

Важным условием получения репрезентативных данных является соответствие давления и температуры на сепараторе, установленного на установке с термобарическими условиями на первой ступени сепарации скважинной продукции. Дальнейшее разгазирование пробы флюида необходимо организовать согласно режимам второй и третьей ступенях сепарации. Концевая

ступень должна соответствовать стандартным условиям. Суть метода в том, что на установке должна быть выполнена моделирование процесса ступенчатой сепарации как на промышленном объекте при дегазации нефти.

К мобильным установкам, предназначенные для раздельного учёта дебита продукции скважин по жидкости, нефти и газу (аналоги стационарных измерительных установок) перечисляются АСМА-Т, ОЗНА-ЛПИГФ и другие.

Прямое измерение путем взвешивания газожидкостной смеси отдельно каждого из дебитов жидкости, нефти и воды позволяет сделать АСМА-Т. В данной установке предусмотрена применение влагомера ВСН-2-50 для измерения содержания воды в скважинной продукции. Также включает в себя вихревые счетчики газа типа СВГ для измерения объема ПНГ, температуры и давления.

Сепарация ГЖС от газа производится на трубном сепараторе с каплеуловителями до измерительной емкости. Пластовый флюид, проходя через фильтр установки по гибким рукавам, поступает на вход сепаратора. Роль концевой ступени сепарации играет измерительная емкость. Выделившийся газ по система отвода направляется в газоизмерительный блок. Замер расхода поступающего газа осуществляется с помощью вихревого счетчика СВГ-М-400. Массовый расход жидкости осуществляется с помощью измерительного прибора «Каскад-09М». Данный прибор пересчитывает токовый сигнал в единицу массы. Каждый цикл измерения емкости сопровождается преобразованием суммарной массы измерительной емкости в токовый сигнал, Принципиальная схема установки представлена на рисунке 2.

АСМА-Т разработана для измерения дебита скважин по жидкости, тогда как определение газового фактора является второстепенной задачей. Основной недостаток связан с качеством сепарации ГЖС. Дегазация газа скважинной продукции происходит при давлениях равным давлению в выкидном трубопроводе, безусловно, при данных условиях не весь газ перейдет в газовую фазу, что внесет погрешность при замере. Искажение на выходных величинах

счетчиков может повлиять и то, что трубчатый сепаратор не учитывает капельную жидкость в газе. Важным фактором еще играет свойство входного потока, обводненность и диспергированность. При наличии чрезмерного количества доли воды в потоке и диспергированности потока, весь растворенный в жидкости газ не сможет отделиться. В связи с этим расходомеры не смогут измерить корректно содержание газа и нефти индивидуально.

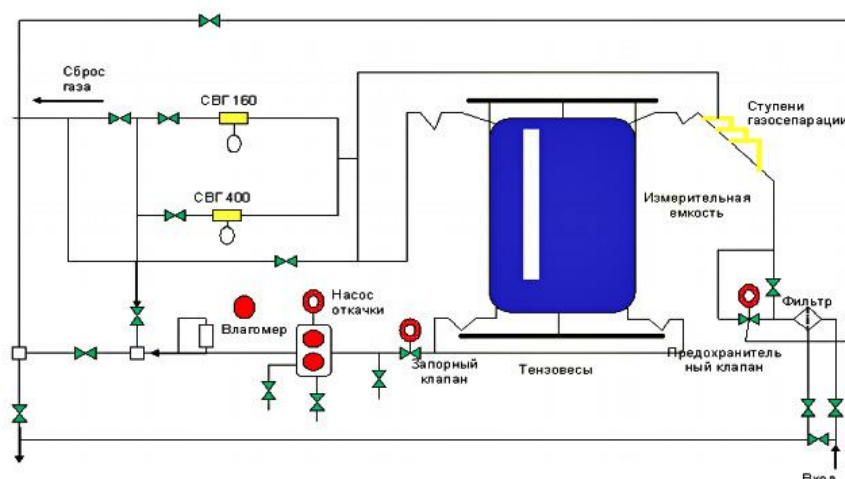


Рисунок 2 – Принципиальная схема установки АСМА-Т

Свободный газ, оставшийся в потоке пластового флюида негативно сказывается и на показаниях влагомера ВСН, установленного на АСМА-Т. Работа данного типа измерительного прибора осуществляется по диэлькометрическому принципу, измерение сопротивления конденсатор с протекающей через него диэлектрической средой. Разница относительных диэлектрических проницаемостей газа (1,0-2,0), нефти (2,5-3,0) и воды (82) обеспечивает погрешность показаний влагомера [9]. Содержание остаточного газа снижает ОДП потока, что отражается на показаниях обводненности скважинной продукции. Некорректность показаний обводненности в дальнейшем вносят погрешность в определении дебита по нефти, соответственно, и газового фактора.

Следовательно, все перечисленные недостатки сказываются на достоверности результатов определения газового фактора на установке АСМА-Т.

В 2009 г. была на базе установки «ОЗНА-МАССОМЕР» была изготовлена передвижная лаборатория для исследования газового фактора (ЛПИГФ). Особенностью установки является отказ от дополнительных лабораторных анализов при определении растворенного газа в пластовом флюиде [9].

ЛПИГФ позволяет проводить измерения расхода жидкости нефти, свободного и растворенного газа, что дает возможность при проведении работ по определению газового фактора отказаться от дополнительных лабораторных анализов, связанных с уточнением остаточного газосодержания нефти, с помощью приборов УОСГ-100СКП и УОСГ-1РГ [9].

Установка измеряет дебит жидкости, расход свободного и растворенного газа. Таким образом, общий дебит газа состоит из трех компонентов: количество свободного газа затрубного пространства, объем газа, отсепарированного в газосепараторе и остаточное газосодержание. Отношение общего дебита газа к дебиту нефти, полученный после обработки в контроллере значений дебита жидкости и обводненности, является величиной газового фактора. Достоинством установки является то, что она оборудована более современным комплексом: высокочувствительные газовые счетчики, прибор для измерения остаточного содержания растворенного газа УОСГ-1РГ и свободного газа УОСГ-100СКП.

Устройство имеет недостаток такой же, как и рассмотренный ранее АСМА-Т, где ошибка при определении газового фактора может возникнуть из-за погрешности работы влагомера, базирующегося на диэлькометрическом принципе измерения.

Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что при помощи мобильных сепарационно-измерительных установок нельзя корректно определить газовый фактор из-за ряда недостатков как самих конструкций установок, так и измерительных приборов.

**Определение газового фактора нефти с помощью групповых замерных установок.** Определение газового фактора данным способом возможно только на групповых замерных установках, удовлетворяющие требования ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа». Данные АГЗУ оснащены необходимыми средствами измерения, обеспечивающими учёт объемов добычи отсепарированного газа с относительной погрешностью  $\pm 5,0 \%$  [9].

В Западной Сибири применимы групповые замерные установки типа «Спутник». В данном случае газожидкостная смесь поступает в сепарационную емкость, где происходит основное отделение свободного газа. Выделившийся газ поступает на замер в газоизмерительный блок. Жидкость, стекая вниз по переточной трубе направляется в сборный коллектор через расходомер, где происходит измерение массового расхода жидкости по скважине. Расход нефти рассчитывается благодаря значению обводненности продукции, определяемая влагомерами. На основе результатов измерения дебита нефти и газа в контроллере осуществляется расчёт величины газового фактора скважины.

Основной критерий выбора опорных скважин при проведении промысловых исследований газового фактора – максимальная производительность при минимальной обводненности для обеспечения высокой точности измерения дебит нефти на АГЗУ. При обводненности более 80% относительная погрешность определения газового фактора может быть более 10 % [9]. Скважинами должны быть охвачены все объекты разработки равномерно по нефтеносной площади месторождения, оптимальное количество скважин – не менее трех на каждый объект разработки.

При определении газового фактора данным методом подразумевается отбор пробы жидкости на выходе из сепаратора установки с целью её последующего разгазирования до стандартных условий.

Аналогами современных АГЗУ являются передвижные установки-дебитомеры и поэтому методологии определения газового фактора с помощью

АГЗУ и мобильных установок аналогичны. Процесс сепарации является частным случаем двухступенчатого разгазирования. Первая ступень осуществляется в сепараторе АГЗУ, термобарические условия которого зависят от давления и температуры скважинной продукции и от устьевых давлений в нефтесборной сети. Вторая ступень заключается в разгазировании пробы нефти до стандартных условий в лаборатории. По результатам промыслового исследования строятся гистограммы, форма которых должна соответствовать нормальному закону распределения случайных величин (распределение Гаусса) или быть близкой к нему. При невыполнении данного условия считается, что результаты исследования некорректны и нуждаются в повторном проведении.

Таким образом, общий газовый фактор скважины, определенный с помощью групповой замерной установки, можно представить в виде суммы значения газового фактора измеренного с помощью газового счетчика АГЗУ и газового фактора, определенного в лаборатории с помощью пробы жидкости, взятой на выходе из сепаратора.

Недостатками данного способа определения величины газового фактора аналогичны тем, которые характерны для передвижных замерно-сепарационных установок. Погрешность будет вводиться остаточным растворенным в нефти газом, так как давление сепарации первой ступени напрямую зависит от устьевого давления. Неточность будет вводиться при определении величины обводненности продукции с помощью диэлькометрических влагомеров. Также есть сомнения в возможности отбора репрезентативной пробы, существует необходимость обоснования типа и месторасположения пробоотборного устройства в АГЗУ.

**Определение газового фактора нефти по отдельным ступеням сепарационных систем промысловых объектов.** Данный метод прописан в нормативном документе [2] и является обязательным требованием. В данных документах не изложен конкретный порядок выполнения работ по определению газового фактора по ступеням сепарации промыслового объекта, однако указано,

что должно осуществляться инструментальное измерение объема добываемого газа по всем узлам газоотделения пунктов сбора и сепарации, включая факельные линии.

В заключении, большинство месторождений Западной Сибири находятся на завершающих стадиях разработки, характеризующийся большой обводненностью продукции. Подавляющая часть залежей эксплуатируются механизированным способом (преимущественно с использованием УЭЦН). В данных условиях отсутствует возможность отбора глубинных проб нефти. Применение мобильных установок требует дополнительных средств на исследования. Мониторинг газового фактора во времени в настоящих реалиях осуществляется с помощью АГЗУ, оснащенных приборами учета газа. Данный метод открывает широкие возможности для учета попутно добываемого (растворенного) газа по каждому объекту разработки нефтяного месторождения, так и его отдельных объектов, и пластов.

#### **1.4 Опыт разработки месторождений Западной Сибири в условиях роста значения газового фактора**

В 2014 году «КогалымНИПИнефть» была выполнена обширная аналитическая работа, посвященная изучению динамики величины газового фактора нефти по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». В сущности, данная работа являлась «контрольным срезом» по итогам десяти лет наблюдений за величиной газового фактора по объектам разработки и месторождениям нефтегазодобывающих обществ [5]. Эксплуатация большинства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» осуществляется с газовым фактором, превышающим проектное значение.

Динамика приведена в разрезе групп объектов разработки за период с 2006 по 2015 гг. Одна группа представлена вышележащими пластами А и Б Сургутского и Вартовского сводов, другая объектами – ачимовской толщи и

юрских отложений того же региона (данные объекты как раз стали активно вовлекаться в разработку с середины 2000-х годов) [5].

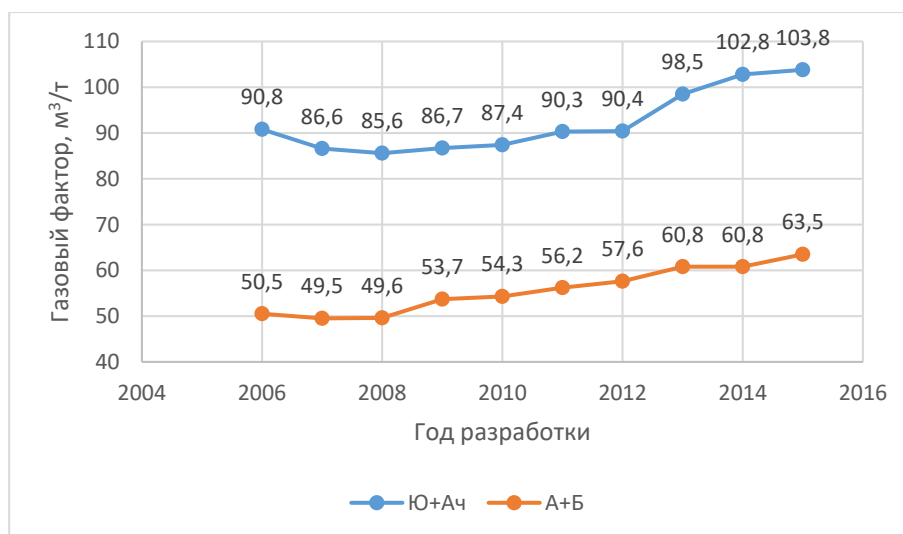


Рисунок 3 – Динамика величины газового фактора по объектам разработки ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

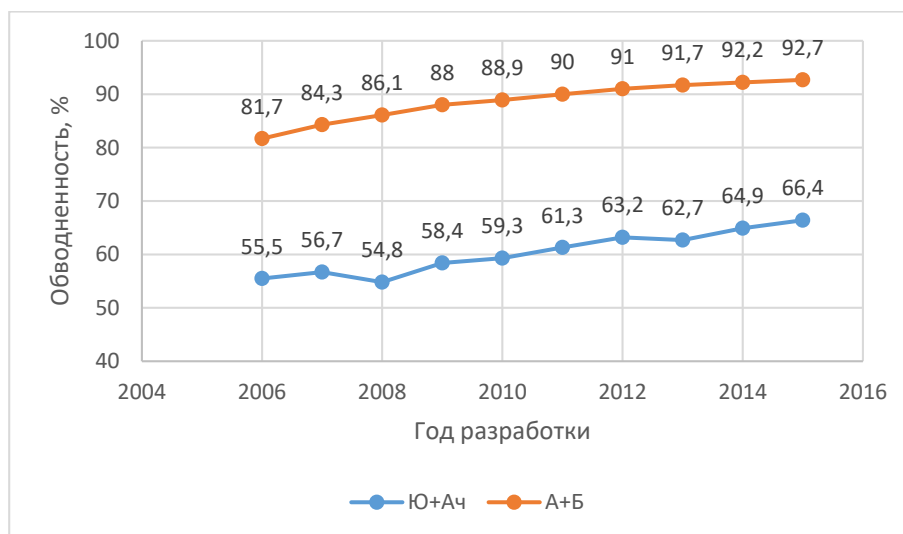


Рисунок 4 – Динамика обводненности продукции скважин ООО «Лукойл-Западная Сибирь»

Как видно по рисунку 3, рост газового фактора характерна для обеих групп объектов. Группа Ю+Ач в периоде 2006-2015 гг. находилось на начальных стадиях разработки, поэтому увеличение добычи нефтяного газа в среднем на 14% (с 90,8 до 103,8 м³/т за 10 лет) объясняется неминуемым снижением



пластового давления, обусловленным несвоевременным вводом нагнетательных скважин по сравнению с добывающими, отбором из пласта наиболее легких углеводородов и незаконченностью формирования системы разработки [5].

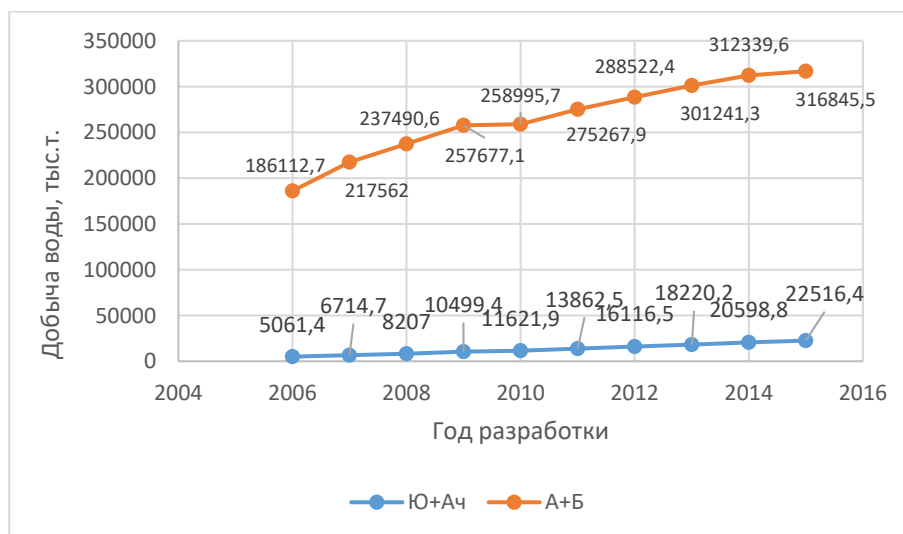


Рисунок 5 – Динамика добычи подтоварной воды ООО «Лукойл-Западная Сибирь»

Однако положительная тенденция изменения газового фактора по группе объектов А+Б, которая в среднем составляет 25% (с 50,5 до 63,5 м<sup>3</sup>/т за тот же период) не имеет ту же природу, так как данные объекты разработки находятся на поздних стадиях эксплуатации и для них характерно высокая обводненность (рисунок 4-5) скважинной продукции и большая выработанность извлекаемых запасов. К тому же эксплуатация группы объектов осуществляется в водонапорном режиме, где дегазация в процессе разработки исключается [5].

Основными причинами роста газового фактора в заданных условиях являются:

- изменение режима эксплуатации нефтегазовой залежи;
- изменение термобарических условий сепарации газа на объектах сбора и подготовки продукции скважин [5].

Наиболее вероятным объяснением влияния изменения режим эксплуатации является снижение пластового или забойного давления ниже

давления насыщения нефти газом. Разница будет заключаться в масштабах явления, во втором случае дегазация охватит только территорию вокруг забоя скважины.

Как уже было сказано ранее, группа объектов А+Б характеризуются высокими значениями обводненности. В данной ситуации даже при поддержании пластового давления выше давления насыщения будет происходить рост газового фактора за счет дегазации нефти закачиваемой водой. Процесс представляет собой переход наиболее легких компонентов нефти (метана, азота и углекислого газа) в нагнетаемую воду [10].

Вода насыщается газом, в то время как нефть становится более вязкой и плотной. Согласно данным исследований, приведенных в работах [5, 6], плотность как добываемой, так и неизвлекаемой нефти может изменяться на 10–20 кг/м<sup>3</sup>, а коэффициент динамической вязкости – до 30 % от своего начального значения. При этом газонасыщенность невовлеченных в разработку запасов нефти соответственно снижается.

В ходе продолжительной разработки месторождений с давно сформировавшейся системой сбора и подготовки скважинной продукции наблюдаются изменения термобарических условий сепарации газа. Отмечается, что температура продукции на первой ступени сепарации в летний период увеличился на 32%, в зимний на 117%. Повышение температуры сепарации способствует дополнительному переходу в газовую фазу легкокипящих компонентов нефти, что сказывается на величине газового фактора.

На ранних стадиях разработки на жестком водонапорном режиме влияние перехода части растворенного нефтяного газа в воду на величину текущего значения газового фактора может быть несущественным, с увеличением времени разработки с учетом особенностей движения объема воды в пласте, условий и длительности ее контактирования с нефтью может отмечаться значительный рост текущего газового фактора по сравнению с проектным.

Результаты лабораторных исследования по влиянию контакта пластовой нефти с водой на газосодержание и давление насыщения нефти газом, выполненные Кордилов К.Е. [5], представлены на рисунке 6.

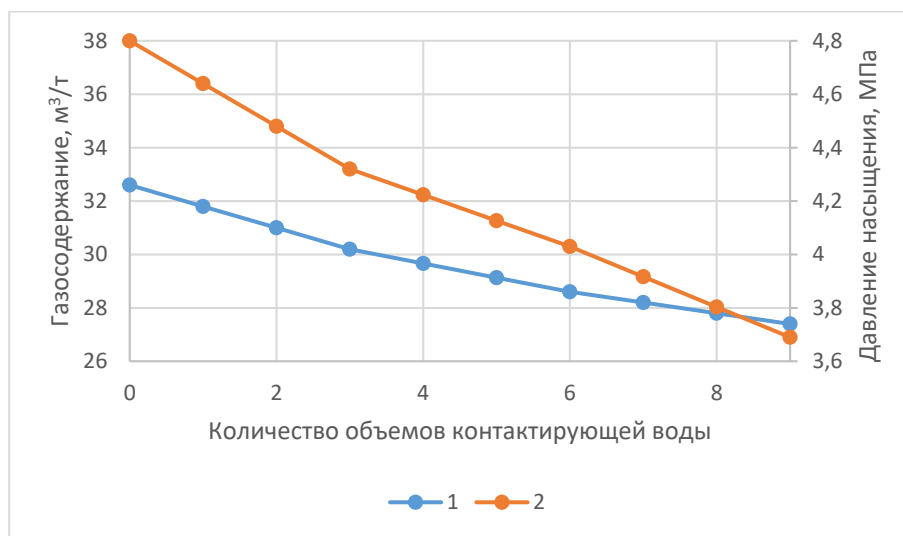


Рисунок 6 – Изменение газосодержания (1) и давления насыщения (2) при контакте нефти с нагнетаемой водой

Из рисунка 6 видно, что при увеличении объемов контактирующей воды газосодержание и давление насыщения уменьшаются. Темп снижения давления насыщения выше, чем газосодержания. Вдобавок кривая газосодержания выполаживается, скорее всего это связано с окончанием перехода растворенного в нефти газа в воду.

В заключении, тенденция роста газового фактора, как параметра зависящего от режима эксплуатации залежи и условий работы промысловых объектов сбора и подготовки продукции скважин, наблюдается на месторождениях Западной Сибири, находящиеся на поздних стадиях разработки. Причиной неувязки промысловых и фактических значений служат существующие методологические неточности при прогнозировании объемов добычи нефтяного газа, парадигма того, что объем нефтяного газа зависит только от объемов добываемой нефти, а также ряд факторов, обусловленных как

внутрипластовыми изменениями свойств и компонентного состава флюида, так и динамикой параметров промысловой сепарации.

Изменчивость величины газового фактора во времени предопределяет необходимость постоянного его контроля по каждому разрабатываемому объекту, что позволит корректно осуществить оценку остаточных запасов растворенного газа и даст возможность оперативного контроля разработки.

## **2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Чрезмерное наличие свободного газа в пластовом флюиде приводит к ряду негативных явлений. Газовый фактор, как эксплуатационная характеристика требует контроля и мониторинга в процессе разработки месторождения. Резкий рост значения данного параметра может быть сигналом внутрипластового разгазирования. Механизированная добыча в Западной Сибири осуществляется путем применения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Величина газосодержания откачиваемого пластового флюида является одним из основных параметров выбора насосного агрегата. Резкая динамика газового фактора скажется на работоспособности насоса, и, как следствие, на годовых показателях разработки (добыча нефти, добыча газа, добычи жидкости и т.д.).

### **2.1 Прогнозирование изменения технологических показателей эксплуатации скважин в условиях высокого значения газового фактора**

Для прогнозирования резкого роста газового фактора следует вести контроль динамики показателей давления насыщения, забойного и пластового давлений, обводненности, температуры и давления сепарации газа на объектах сбора и подготовки скважинной продукции.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения в пласте развивается режим растворенного газа. При условии отсутствия активного аквифера, снижение пластового давления ниже давления насыщения будет сопровождаться равномерным распределением пластовой энергии во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. В результате чего нефть начинает дегазироваться. Окклюдированный газ, расширяясь, уменьшает вязкость газонефтяной смеси и вытесняет нефть к скважинам. Определяющим источником пластовой энергии режима является упругость газонефтяной смеси.

При дальнейшем увеличении разницы между давлением насыщения и текущим пластовым давлением происходит уменьшение увеличения газонасыщенности пласта при неизменном объеме залежи. С увеличением объема выделившегося нефтяного газа, увеличивается его относительная и фазовая проницаемости.

Особенностью газообразных веществ является их сжимаемость. В околоскважинном пространстве скорость фильтрации газа подчиняется логарифмическому закону, иными словами, по мере стремления газа к добывающей скважине происходит резкое увеличение скорости его фильтрации. Если рассматривать плоскорадиальное течение газа в недеформируемом пласте, то увеличение скорости фильтрации объясняется увеличением градиента давления вблизи забоя как за счет уменьшения радиуса цилиндрической поверхности (от контура питания до скважины), так и за счет падения давления, вызванного сжимаемостью газа (рисунок 7).

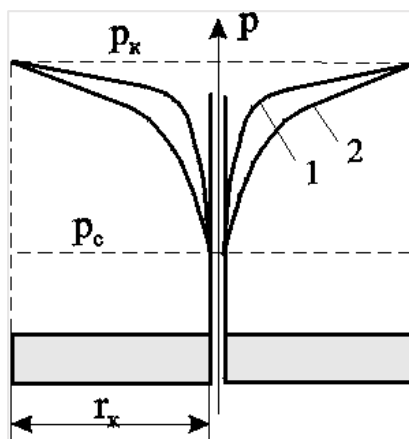


Рисунок 7 – Распределение давления при плоскорадиальном течении в недеформируемом пласте: 1 - газ; 2 - несжимаемая жидкость

Таким образом, газ, имея большую подвижность  $k/\mu$  ( $k$  – относительная/фазовая проницаемость,  $\mu$  – динамическая вязкость) и скорость фильтрации в ПЗП, будет быстрее достигать перфорационных интервалов скважины, по сравнению с нефтью. Увеличение вязкости нефти в результате его дегазации, будет сопровождаться снижением его подвижности.

Со временем разработки месторождения на режиме растворенного газа приведет к росту газового фактора до значений, превышающих величину газосодержания. Это обусловлена тем, что происходит дегазация и неизвлекаемых запасов нефти.

На поздних стадиях разработки, когда обводненность продукции может достигать более 90%, наблюдается несоответствие значений фактического газового фактора с проектными. Нонсенсом является то, что месторождения эксплуатируются с применением системы поддержания пластового давления, обеспечивающая превышение текущего пластового давления выше давления насыщения.

Рост газового фактора вызван:

- увеличением объемов растворенного в воде легких углеводородных компонентов;
- увеличением температуры сепарации на объектах подготовки нефти.

Превалирующей причиной является первая, диффузионный обмен между вытесняющим агентом и вытесняемым флюидом. При превышении обводненности добываемой жидкости более чем на 90%, отмечается увеличение газового фактора в два раза по сравнению с газосодержанием пластовой нефти (рисунок 8) [10].

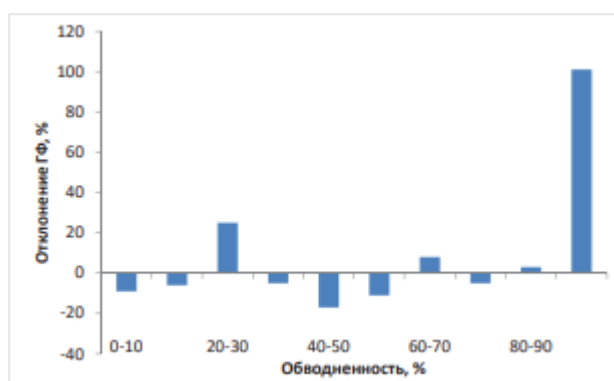


Рисунок 8 – Отклонение замеренных значений газового фактора от проектных

Сепарация, то есть процесс отделение от добытой нефти легких углеводородов, начинается, как только давление снизится до давления насыщения. Отвод выделившегося газа осуществляется на ступенях сепарации газа. Под ступенью сепарации понимается пункт, в котором фиксируются установленные термобарические условия. Выделение газа из скважинной продукции происходит при понижении давления и/или повышении температуры. Изменение термобарических условий приводит к молекулярной диффузии легких компонентов нефти в пространство с их меньшей концентрацией.

Рост обводненности на поздних стадиях разработки отражается не только на величине добычи нефтяного газа, но и на термодинамических условиях подготовки нефти. Увеличение скорости движения газожидкостной смеси и увеличение доли воды в нём приводят к росту температуры на объектах подготовки нефти. Повышение температуры сепарации, как было сказано ранее, приводит к увеличению выхода легких компонентов из скважинной продукции, происходит снижение объема товарной нефти и увеличение объема сепарированного газа. Параметр, равный отношению объема отсепарированного газа к массе товарной нефти, как следствие, увеличивается. По словам М. К. Баймухаметова [10] за последние 10-15 лет устьевая температура скважинной продукции увеличилась в среднем на 5-10 °С.

При добычи нефти с большим газосодержанием в большинстве случаев применяется УЭЦН с предвключенным устройством (газосепаратором). В данном случае происходит сепарация и сброс газа в затрубное пространство.

При наличии неровностей рельефа, удаленной расположенности АГЗУ и т.д. необходимо создать высокие давления на выкидных линиях. Рост устьевого давления сопровождается ростом давления в затрубном пространстве.

Чрезмерное количество свободного газа в межтрубном пространстве (между НКТ и обсадной колонной) приводит к следующим последствиям:

- увеличению температуры корпуса УЭЦН;



- уменьшению полезного объема жидкости в рабочих ступенях электроцентробежного насоса;

- снижению динамического уровня добывающей скважины, а в некоторых случаях срыву подачи и полной остановки добычи жидкости.

Снижение динамического уровня также сказывается на температуре потока, так как больший объем межтрубного пространства занимает газ, имеющий низкое значение теплопроводности. В данной ситуации образуется препятствие теплообмену жидкости в НКТ с окружающей породой.

В двухфазных и трехфазных залежах, к которым относятся газонефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные в приподнятой части ловушки скапливаются газообразные вещества, более легкие компоненты системы, а под ними находятся жидкие вещества, более тяжелые компоненты, что касается конденсата, то он частично растворен в нефти, частично в газе. Между газообразной и жидкой фазой нет непроницаемой границы, это единая гидродинамическая система (рисунок 9). Условной линией раздела фаз называется газонефтяной контакт (ГНК). При добычи нефти происходит изменение положение ГНК, отчего, изменяются положения внутреннего и внешнего контуров газоносности, где внутренним контуром считается линия пересечения ГНК с кровлей пласта, внешним контуром считается линия пересечения ГНК с подошвой. Во внутреннем контуре находится чисто газовая часть, между внешним и внутренним контурами располагается газонефтяная часть.



Рисунок 9 – Нефтегазовая залежь

В процессе извлечения углеводородов происходит динамика положения ГНК (рисунок 10). При эксплуатации многофазных залежей одним из целей разработки является обеспечение равномерного продвижения контуров, в противном случае будут образовываться прорывы газа.

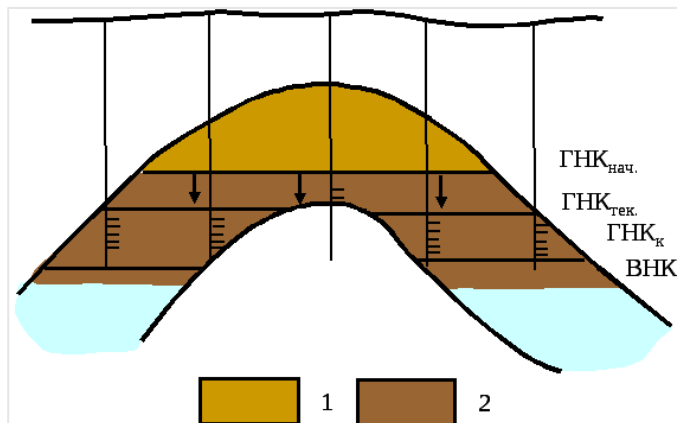


Рисунок 10 – Пример разработки залежи при природном газонапорном режиме: 1 – газ; 2 – нефть

При наличии газовой шапки вскрытие пласта должна не пересечь контур газоносности, иными словами, забой добывающей скважины должен быть ниже контакта фаз. Если данное условие не соблюдается, то уже на начальных стадиях разработки будут зафиксированы конусы газа.

Неравномерное продвижение ГНК зависит от геологических (микро- и макронеоднородностей пласта) и от технологических факторов (отбора жидкости из пласта).

В процессе отбора нефти, если давление на ГНК снижается и происходит расширение газовой шапки, то режим работы залежи называется упруго газонапорным. При больших объемах газа в газовой шапке может наблюдаться жестко газонапорный режим отбора нефти, где давление в газовой шапке считается неизменной. Изменение первоначального положения ГНК называется конусообразованием. При прорыве газа к интервалам перфорации добывающих скважин будет отмечаться резкий рост величины газового фактора, данное явление случилось на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении,

а при наличии активной законтурной или подошвенной воды будет происходить одновременный приток трех фаз (рисунок 11). Еще одним негативным последствием неравномерного движения ГНК является внедрение нефти в газонасыщенную толщу, что приводит к потере нефти в виде мертвого остатка в пласте, и, как следствие, сокращение извлекаемых запасов нефти.

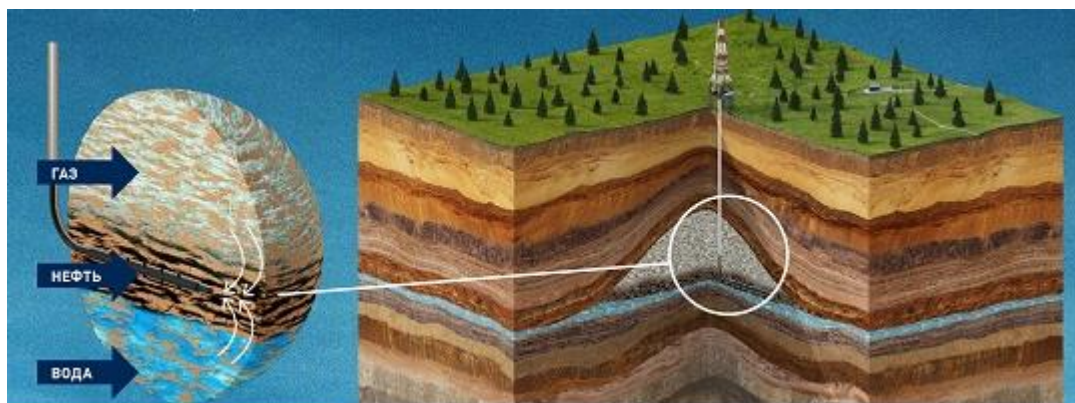


Рисунок 11 – Пример трехфазной фильтрации в призабойной зоне пласта

Таким образом, на величину газового фактора влияют несколько параметров: давление насыщения нефти газом, пластовое и забойное давления, давление газовой шапки, обводненность и термодинамические условия сепарации скважинной продукции. Для прогнозирования динамики изменения газового фактора необходимо совершать мониторинг вышеперечисленных параметров в процессе эксплуатации. При извлечении нефти из двухфазных залежей следует организовать равномерное изменение контуров газонасыщенности во избежание образования газовых конусов в начале эксплуатации.

## **2.2 Анализ мероприятий, направленных на предупреждение роста газового фактора**

Рост газового фактора присущ многим месторождениям Западной Сибири особенно на последних стадиях разработки. Ранее были разобраны причины и механизмы увеличения объемов добычи нефтяного газа на различных типах месторождений нефти по фазовому состоянию. В настоящий момент времени перед нефтяными компаниями стоит вопрос недопущения резких

скачков динамики добычи нефти, газа и жидкости во время разработки месторождений, для этого необходимы мероприятия, направленные на предупреждение роста газового фактора в процессе эксплуатации.

В нефтяных залежах резкий рост газового фактора обычно является сигналом внутрипластового разгазирования, которое осуществляется при снижении пластового давления и/или забойного давления ниже давления насыщения. При снижении пластового давления дегазация нефти будет происходить по всему объему пласта, при снижении забойного давления ниже давления насыщения газовая фаза будет образовываться вокруг призабойной зоны пласта. Разница заключается в охвате пласта свободным газом. Резкий скачок газового фактора будет наблюдаться при достижении подвижности газа, с этого момента начнется фильтрация газовой фазы по пласту. Очевидно, что имея малую плотность и вязкость, газ будет быстрее достигать забоя добывающих скважин.

На месторождениях Западной Сибири, характеризующиеся высокой обводненностью скважинной продукции (более 90%), в последние годы наблюдается динамика роста газового фактора. Объяснением невязки величины промыслового газового фактора с проектным значением объясняется массообменными процессами между вытесняющим агентом (водой) и пластовой нефтью. Чем больше площадь соприкосновения нагнетаемой воды с нефтью в поровом пространстве, тем больше легких компонентов нефти растворяется в воде.

Увеличение газового фактора на двухфазных залежах, к которым относятся нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных, чаще всего происходит из-за прорыва газа из газовой шапки. Данное явление провоцирует образование конуса газа вблизи добывающих скважин, отчего, отмечается резкий рост объемов добычи газа. Под двухфазными залежами понимаются залежи, где существует совместное залегание углеводородов в газообразном и жидком агрегатных состояниях.

При статическом равновесии, то есть до начала разработки, пластовые флюиды распределены в структуре ловушки согласно их плотностям. Газ, как наиболее легкий флюид скапливается в повышенных частях пласта, образуя газовую шапку, далее идет нефтяная зона и подстилает его пластовая вода. В процессе разработки при создании перепада давления между пластом и забоем скважины происходит перераспределение давления в залежи и снижение газонефтяного контакта из-за расширения газа. По мере снижения пластового давления начинается «подтягивание» поверхности раздела фаз «газ-нефть» к забою добывающих скважин. Наблюдается деформация газонефтяного контакта, его изгибание к интервалом перфорации. Газонефтяной контакт приобретает форму конуса, вершина которого направлена к забою нефтедобывающих скважин (рисунок 11,13). При достижении газового конуса интервалов отбора нефти наблюдается резкий скачок величины газового фактора и снижение дебита нефти. Отбор газа из газовой шапки приведет к снижению давления в газонасыщенной части пласта, что поспособствует началу миграции нефти в газовую шапку. Нерегулированное перемещение нефти в приподнятые части структуры ловушки спровоцирует частичную или полную потерю запасов жидких углеводородов.

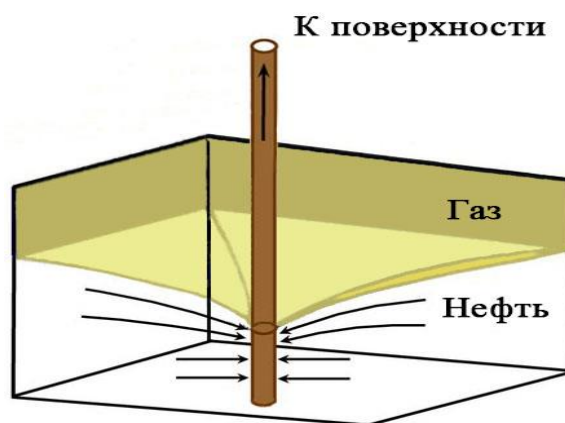


Рисунок 12 – Схема образования конуса газа в вертикальной скважине

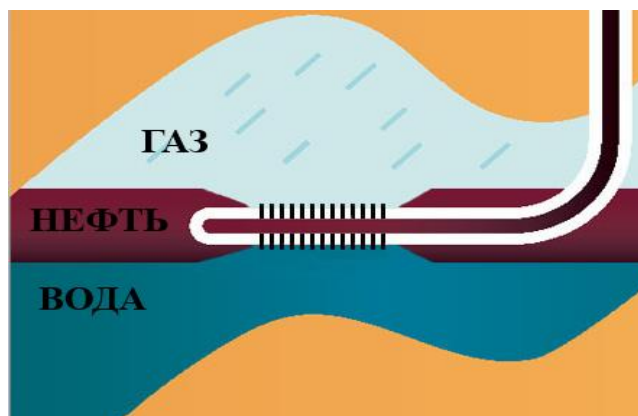


Рисунок 13 – Схема образования конуса газа в горизонтальной скважине

Для профилактики образования конуса газа необходимо исключить взаимную миграцию нефти в газовую шапку, а газа в нефтенасыщенную часть пласта. Другими словами, необходимо изолировать газонасыщенную часть продуктивного горизонта от нефтенасыщенной.

При эксплуатации однофазных залежей, самым распространенным мероприятием, предотвращения увеличения газового фактора является эксплуатация пласта при условии превышения забойного и пластового давлений выше давления насыщения нефти газом. В настоящий момент это достигается благодаря системе поддержания пластового давления. Чаще всего это происходит путем закачки нагнетающего агента – воды в пласт, таким образом устанавливая водонапорный режим.

Как было сказано ранее, чем продолжительнее срок разработки месторождения с применением заводнения, тем выше показатель добычи газа даже при условии  $P_{пл} > P_{нас}$ . Диффузионный процесс между нагнетаемой водой и нефтью является эмпирически доказанным явлением. К сожалению, в настоящий момент слабо изучены методы регулирования данного процесса. Существует математическая модель прогнозирования роста газового фактора с учётом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки, но пока не проведены опытно-промышленные мероприятия, направленные на предупреждения роста газового фактора в Западной Сибири. На поздних стадиях эксплуатации

месторождений проводятся только работы по борьбе с высокими показателями добычи газа, которые будут раскрыты позже.

### **2.3 Выбор и обоснование применения технологий по борьбе с высокими значениями газового фактора в различных геологических условиях**

Еще раз обозначим основные ситуации при которых наблюдается изменение газового фактора в процессе разработки:

- динамика газового фактора при эксплуатации месторождения на режиме растворенного газа (режим истощения);
- динамика газового фактора при разработке месторождения с задействованием системы поддержания пластового давления;
- динамика газового фактора при разработке месторождения с газовой шапкой.

Выбор применяемых мероприятий по борьбе с различными негативными явлениями в процессе разработки зависит от различных параметров: геологических, технологических, технических и экономических.

Как правила режим растворенного газа является самым низкоэффективным естественным режимом работы залежи, так как период добычи нефти на ее максимальном уровне длится обычно всего год. Из-за непрерывного и довольно интенсивного снижения пластового давления при достаточном увеличении объема выделившегося из извлекаемой и неизвлекаемой нефти газа, увеличивается его относительная фазовая проницаемость, в результате чего наблюдается резкий рост газового фактора. Конечный коэффициент извлечения нефти в данном случае колеблется в пределах от 0,2 до 0,3, а при небольшом количестве растворенного в нефти газа может достигать и 0,1. В начальный период разработки природный режим работы залежи преобразуется в более эффективный путем искусственного воздействия. В настоящих реалиях нефтяные залежи эксплуатируются путем

использования пластовой энергии только при водонапорном или достаточно активном упруговодонапорном режиме, так как по ним наблюдаются самые высокие значения конечных КИН.

Для недопущения образования конуса газа существуют следующие методы изоляции газопритока:

- извлечение нефти при оптимальных технологических режимах работы скважины (выбор оптимального интервала перфорации и местоположения вскрытия нефтяной залежи, расчет предельного безгазового дебита и предельной депрессии);
- одновременно-раздельная эксплуатация газовой шапки и нефтяной оторочки;
- консервация нефтенасыщенной части продуктивного горизонта;
- применение вытесняющих агентов (закачка газа под высоким давлением);
- создание искусственного изоляционного экрана на границе раздела фаз.

При эксплуатации нефтегазовых залежей, где вытеснение нефти происходит за счет расширения газовой шапки, основной целью обеспечения полного извлечения является рациональное использование энергии. Достигается это путем контроля дебитов нефтяных скважин, особенно тех, которые находятся вблизи газонефтяного контакта. Исходя из этого, дебиты нефтяных скважин должны быть подобраны так, чтобы не допустить подтягивания газовых конусов и обеспечить экономическую целесообразность разработки месторождения. Данная система разработки успешнее всего применяется при большой толщине нефтяной оторочки, маловязкой нефти, высокой проницаемости пласта и наличии в разрезе непроницаемых прослоев.

Разработка при оптимальных технологических режимах скважины позволяет максимально долго продлить режим безгазовых и безводных дебитов. При разработке газонефтяных залежей извлечение нефти усложняется



образованиями газовых и водных конусов. Во избежание данных явлений скважину перфорируют с значительными отступами от контактов, т.е. перфорируется только интервал, расположенный в середине нефтенасыщенной толщи (рисунок 14).

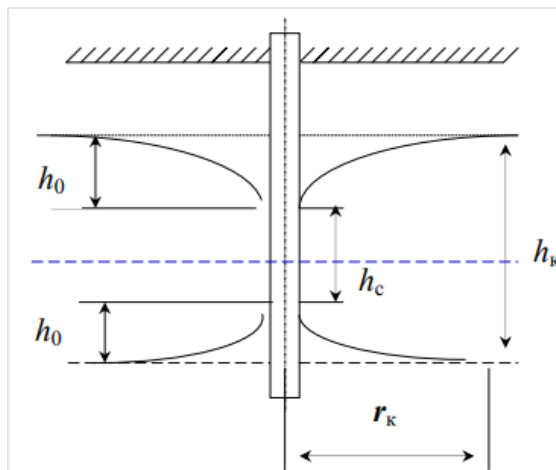


Рисунок 14 – Схема перфорации продуктивного пласта

При регулировании работы газонефтяных залежей идет учет того, что вытеснение нефти водой идет более полно нежели газом за счет расширения газовой шапки. В данном случае наиболее рациональным решением разработки залежи является обеспечение неподвижности ГНК и равномерного подъема ВНК, для исключения образования языков обводнения. Статичность положения ГНК обеспечивается путем отбора газа из газовой шапки. Отбор следует производить таким образом, чтобы давление в газовой шапке была равным пластовому давлению в нефтяной оторочке, в противном случае будет происходить явление внедрения нефти в газонасыщенную часть из-за подъема ГНК, причем значительный объем внедрившийся нефти невозможно будет извлечь. Применение данной технологии добычи нефти приведет к увеличению объемов добываемого попутно-нефтяного газа, что следует учесть, при рациональном его использовании.

Для предотвращения конусообразования предлагается производить добычу газа и газовой оторочки в районе добычи нефти для уменьшения роста

градиента давления в вертикальном направлении. Важным условием такого мероприятия является подбор оптимального режима добычи газа, зависящий от геолого-физических свойств пласта и флюидов для создания в газонасыщенной части пласта над добывающими скважинами зоны пониженного давления, сопоставимые с депрессией в нефтяной оторочке. При регулировании работы газонефтяных залежей идет учет того, что вытеснение нефти водой идет более полно нежели газом за счет расширения газовой шапки. В данном случае наиболее рациональным решением разработки залежи является обеспечение неподвижности ГНК и равномерного подъема ВНК, для исключения образования языков обводнения. Статичность положения ГНК обеспечивается путем отбора газа из газовой шапки. Отбор следует производить таким образом, чтобы давление в газовой шапке было равным пластовому давлению в нефтяной оторочке, в противном случае будет происходить явление внедрения нефти в газонасыщенную часть из-за подъема ГНК, причем значительный объем внедрившейся нефти невозможно будет извлечь. Применение данной технологии добычи нефти приведет к увеличению объемов добываемого попутного нефтяного газа, что следует учесть, при рациональном его использовании. Сложная расчетно-технологическая реализация данного метода не позволила его широкой распространенности.

При преобладающем объеме газа по сравнению с нефтью в пласте, решается первоочередный отбор из газовой шапки, затем из нефтяной оторочки. Данный метод был применен на Оренбургском месторождении, что привело к расформированию, «размазыванию» запасов нефти в газонасыщенной части продуктивного горизонта.

Закачка вытесняющих агентов подразумевает собой использование газовых методов увеличения нефтеотдачи (водогазовое воздействие, закачка газа под высоким давлением, закачка воды и т.д.). В настоящий момент газовые методы не нашли широкого применения в России. Однако с наступлением эры «трудно извлекаемых запасов» многие нефтяные компании начали активно

разрабатывать газовые методы. Особенно они актуальны на месторождениях с большими дебитами газа, так как идет еще решение проблемы утилизации ПНГ. Данные методы также могут предотвратить нерегулируемую миграцию нефти в газовую часть пласта при применении внутриконтурного заводнения. Технология обратной закачки газа организована на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении в пласты Ю<sub>2-6</sub>.

Для реализации газовых методов существуют ограничения: наличие значительного этажа нефтеносности, малая вязкость нефти (2-3 мПа·с) или повышенного содержания конденсата. Существенным ограничением для водогазового воздействия является малая толщина нефтяной оторочки (рекомендуемая толщина пласта – более 25 м).

Наиболее широко распространенным методом изоляции газопритока является технология создания непроницаемого газонепроницаемого экрана. Основная цель создания – это максимально полное перекрытие основания конуса газа.

Технология создания искусственного экрана в вертикальных скважинах реализуется следующим способом:

1. Устанавливается пакер в межтрубном пространстве на уровне ГНК;
2. По затрубному пространству нагнетается изолирующий раствор;
3. Изолирующий агент, растекаясь вдоль поверхности раздела фаз «газ-нефть» создает непроницаемый экран (рисунок 15).

В случае горизонтальных скважин:

1. Из одной вертикальной скважины бурятся два горизонтальных ствола согласно схеме (рисунок 16);
2. Через верхний ствол образуется закачка изолирующего раствора;
3. Изолирующий агент, растекаясь вдоль газонефтяного контакта образует непроницаемый экран.

Через нижний ствол, расположенный в чисто нефтяной зоне, осуществляется процесс отбора флюида.

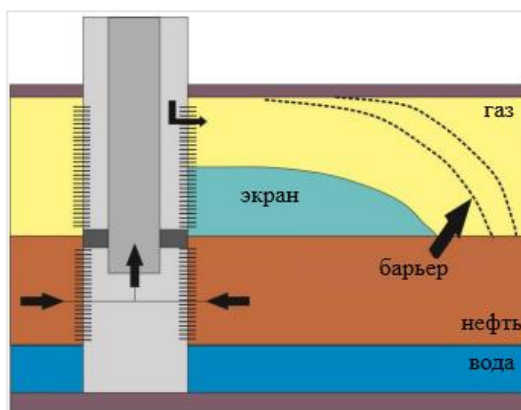


Рисунок 15 – Схема создания газонепроницаемого экрана случае вертикальной скважины

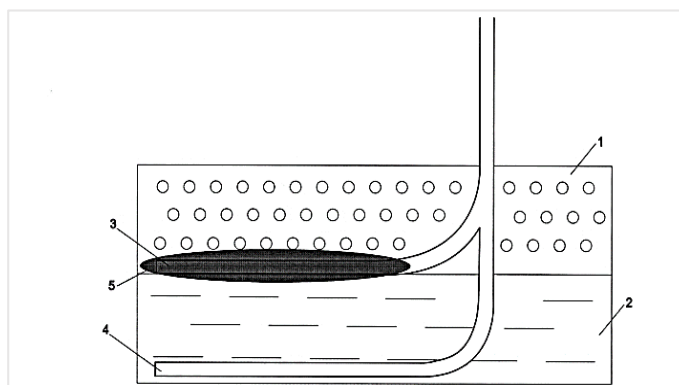


Рисунок 16 – Схема создания газонепроницаемого экрана случае горизонтальной скважины

Одной из главных задач при создании непроницаемого экрана, это выбор газоизолирующего состава. Если не учесть физико-химические свойства и условия применимости закачиваемого реагента, то можно не только не решить проблему, а создать новую если, например, агент застынет в ПЗП, образуя тем самым дополнительное сопротивление потоку жидкости из пласта. Поэтому важно чтобы выбранный материал соответствовал пластовым термобарическим условия и был совместим с коллектором для получения положительного результата. В практики существует большое разнообразие газоизолирующих материалов из них наиболее эффективным по ограничению газопритоков в

нефтяные скважины оказались вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров.

Такие составы в пластовых условиях вступают в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы, таким образом изолируя пути миграции газа.

Проблема увеличения добычи «прорывного» газа отмечена на многих месторождения Западной Сибири. Ярким примером служит Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение, где основной причиной консервации скважин является высокое значение газового фактора. В условиях сложного геологического строения месторождения для сокращения объема добычи «прорывного» газа наиболее эффективным вариантом является создание искусственного экрана между нефтяной и газовой фазой. Отсутствие прочных непроницаемых глинистых разделов на границах контакта на большей части площади месторождения и большая зональность ГНК с высокими темпами отбора привела к сокращению периода безгазовой добычи нефти и миграции нефти в газовую шапку. Высокой эффективностью по ограничению газопитока обладали работы, где в качестве изолирующего материала использовались следующие:

- водорастворимые тампонажные составы (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров кремнийорганических соединений, успешность – 75 %;
- вязкоупругий состав на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров (ВУЗ, ГОС), успешность – 60 % [11].

Продолжительность газоизолирующего эффекта составила от 7 дней до 3 месяцев. Следует отметить, что после проведения работ безгазовый период эксплуатации скважин очень мал и в среднем составляет около 20 дней. В некоторых скважинах после проведения работ положительного результата не получено [11].

Причинами отрицательных результатов стали:

- отсутствие знаний местоположения конуса газа и его размера;
- технологические просчеты: малый объем закачиваемого агента в одну стадию;
- ошибочная подборка газоизоляционных материалов.

На нескольких скважинах создавался газогидратный экран, при этом средняя пластовая температура составляло 55-60 °С, что привело к быстрой деструкции созданных гидратов.

Как вывод: экран имел причудливую форму, разную протяженность и неравномерную толщину, не обеспечивая полного перекрытия путей миграции газа к забою нефтедобывающих скважин.

Таким образом, для успешности технологии газоизоляции необходимо знать динамическое состояние залежи в момент проведения изоляционных работ и выбрать подходящий для условий залежи изолирующий материал с учетом условий их применимости. Для достижения максимальной эффективности барьер должен быть неподвижным, распространенным по площади и располагаться как можно ближе к ГНК. Эти критерии могут быть удовлетворены при помощи поэтапной закачки гелеобразующих материалов с большим интервалом времени загеливания. Выполнение оговоренных факторов приведет к успешности мероприятия создания непроницаемого экрана. Под успешностью понимается создание замкнутого непроницаемого экрана с оптимальной мощностью, который будет обеспечивать наиболее полное перекрытие основания конуса газа.

Газоизоляционные работы также проводятся и в карбонатных коллекторах, например, на месторождении X Западной Сибири, где основную емкость коллектора представляют каверны, путями фильтрации являются трещины. Наличие вторичных пустот и вертикальных трещин создают благоприятные условия для фильтрации газа из газовой шапки в продуктивные интервалы. По результатам исследования для изоляции газа лучшую эффективность покажут полимерно-дисперсные составы (ПДС) и составы на

основе полиакриламида (ПАА) с органическими сшивателями. Преимуществом ПДС являются высокая прочность гелевой композиции, стабильность к деформации сдвига, но недостатками служат сложность приготовления и разрушение при загрязнении продуктивного пласта. Достоинством ПАА с органическим сшивателем является хорошая устойчивость в трещине и возможность регулирования свойств геля в широких пределах, но существует риск попадания тампонажного раствора в продуктивные интервалы [13].

На сегодняшний день большинство месторождений разрабатываются механизированным способом добычи, в частом случае с применением УЭЦН. При механизированных способах добычи регулирование работы скважины производится путем контроля характеристик насоса и гидростатического уровня в затрубном пространстве. Отметим, что работа на малых депрессиях не позволяет включить в процесс дренирования низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы (ранее закольматированные), вследствие происходит падение КИН, поэтому существует интервал оптимальной величины депрессии, позволяющая отсрочить период безводных и безгазовых дебитов и, совместно с этим, не допустить снижения плановых значений коэффициента извлечения нефти.

Однако, все-таки отметим, что многие нефтяные месторождения находятся на последних стадиях разработки, где невозможна добыча нефти без каких-либо осложняющих факторов. Для регулирования и контроля работы насоса в затрудненных условиях применяются станции управления с частотным преобразователем. Такая комплектация улучшает условия запуска и вывода на технологический режим работы насосной установки. Станции управления с частотными преобразователями обеспечивают согласование системы насос – скважина – пласт за счет снижения или увеличения частоты вращения вала погружного электродвигателя. С увеличением свободного газа на приеме насоса ухудшаются его  $H-Q$  и  $KПД-Q$  характеристики, большее влияние наблюдается при увеличении частоты питания тока. Иными словами, при откачке пластового

флюида с большим газосодержанием насосом на повышенных частотах (более 50 Гц) отмечается снижение КПД и увеличение содержания свободного газа на приеме насоса из-за снижения давления на его приеме. Эффективный результат работы достигается при пониженных частотах питающей сети в скважинах, осложнённых высокими значениями свободного газа, в этом случае не происходит рост объема и давления газа в межскважинном пространстве.

Регулирование работы производительности скважины также можно достичь методом штуцирования (на устье). В данном случае регулирование производится с помощью штуцеров разного диаметра. При увеличении диаметра происходит уменьшение противодействия на устье, а при уменьшении диаметра, наоборот, увеличение депрессии на пласт. Таким образом, опытно-промышленным путем на каждом индивидуальном месторождении подбираются оптимальные режимы работы при котором достигается максимальный дебит при небольшом значении газового фактора.

Одним из распространенных решений проблемы роста газового фактора при механизированном методе добычи является увеличение глубины спуска ЭЦН. Данный способ вызывает дополнительные траты на насосно-компрессорные трубы, электрический кабель, а также повышение нагрузки на колонну. Спуск насоса позволяет увеличить депрессию на пласт, то есть достигается увеличение забойного давления выше давления насыщения, но при этом увеличивается риск обвала ПЗП, вынос механических примесей и засорения фильтрационных каналов в околоскважинном пространстве.

Очевидно, что при механизированной добычи, насос будет работать с определенным количеством свободного газа, так как величина давления на приеме ЭЦН всегда меньше величины давления насыщения.

При этом величину допустимого газосодержания у входа насоса находят как отношение расхода газа к подаче смеси:

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}}}, \quad (3)$$





где  $Q_g$  - расход свободного газа, поступающего в насос, при термодинамических условиях у входа, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{ж}$  - подача жидкости насосом при тех же условиях, м<sup>3</sup>/сут.

Величину газосодержания у входа в насос выражают как в долях единицы, так и в процентах.

Для бесперебойной добычи следует держать уровень газосодержания пластового флюида в диапазонах, соответствующих эксплуатационной характеристики агрегата. С целью этого чаще всего в компоновку ЭЦН устанавливают предвключенные устройства, такие как, газосепаратор, диспергатор, газостабилизатор и мультифазный насос. Принцип работы устройств различный, но цель одна – удаление излишнего свободного газа на приеме насоса до нормированных значений (таблица 1).

Таблица 1 – Предвключенные устройства

№ п/п	Устройство	Условия применения	Изображение
1	Газосепаратор	Нельзя применять в скважинах с пакерами и осложненными условиями по солеотложениям; содержание свободного газа до 55%	
2	Диспергатор	При определенных сочетаниях свойств нефти и режима работы возможны образования стойких водонефтяных эмульсий; содержание свободного газа до 50%	

Продолжение таблицы 1

3	Мультифазный насос	-	 <p>МФОН-200</p> <p>Историко-дистрибуционная станция</p> <p>НА</p> <p>РК</p>
4	Газосепаратор-диспергатор	Большие габариты и большая потребляемая мощность; содержание свободного газа до 75%	
5	Центробежно-вихревой газосепаратор	Нельзя применять в скважинах с пакерами и осложненными условиями по солеотложениям; содержание свободного газа до 90%	 <p>ГН5-250 газосепаратор центробежно-вихревой энергоэффективный</p> <p>Патент РФ №2547854</p> <p>Вихревая камера оптимальной длины обеспечивает улучшенную сепарационную характеристику</p> <p>Геликоидальный шнек переменного шага – с лопастями, наклоненной и втулке для защиты гильзы от разрушения частицами мех. примесей</p> <p>Патент РФ №2379500</p>

## 2.4 Особенности математического моделирования прогнозирования увеличения газового фактора в процессе разработки

В данном разделе будет рассмотрена математическая модель прогнозирования роста газового фактора в процессе разработки.

Данная модель основана на методе описания фазового равновесия систем легких углеводородов и воды с применением уравнений состояния для описания свойств сосуществующих равновесных фаз. Расчет фазового равновесия с использованием уравнений состояния основан на строгом применении классических положений термодинамики многокомпонентных систем —

равновесия химических потенциалов (летучестей) компонента смеси во всех сосуществующих фазах.

В основном существует два различных подхода к моделированию фазового равновесия: подход  $\Phi - \Phi$  и  $\gamma - \Phi$  подход. Оба основаны на том факте, что при термодинамическом равновесии коэффициенты летучести паровой и жидкой фазы равны:

$$f_i^L(P, T) = f_i^V(P, T), \quad (4)$$

где  $f_i^L(P, T) = f_i^V(P, T)$  – это коэффициенты летучести  $i$ -го компонента в зависимости для жидкой и равновесной ей газовой фазы соответственно.

Подход  $\Phi - \Phi$  использует уравнение состояния для каждой фазы системы. Таким образом, уравнение термодинамического равновесия можно представить в следующем виде:

$$x_i \Phi_i^L(P, T, x_i) = x_i \Phi_i^V(P, T, x_i), \quad (5)$$

где  $x_i$  – молярная доля  $i$ -ого компонента для жидкой фазы;  $y_i$  – молярная доля  $i$ -ого компонента для газовой фазы;  $\Phi_i^L$  – коэффициент летучести компонентов жидкости;  $\Phi_i^V$  – коэффициент летучести компонентов газа.

В своей работе В.Г. Михайлова, А.И. Пономарева и А.С. Топольникова [12], основываясь на математическом моделировании растворения газа в попутно добываемой воде, разработали подход прогнозирования роста газового фактора от величины обводненности продукции скважины. Модель базируется на равновесии химических потенциалов компонентов в смеси во всех существующих фазах. Путем модификации кубического уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга, дополнительно были введены бинарные эмпирические коэффициенты, уточняющие влияние парного взаимодействия молекул компонентов в жидкой и газовой фазах, для повышения точности расчетов. Авторы рассмотрели зависимости бинарных коэффициентов от давления и температуры для осуществления наилучшего согласования с экспериментальными данными о растворении легких углеводородов (метана, этана, пропана) в воде. Отмечается, что при увеличении температуры

наблюдается монотонное снижение растворимости газов, равно как и при уменьшении давления.

Математическая модель, основанная на явлении растворимости газа в пластовой воде, была построена для качественной оценки роста газового фактора при высокой обводненности скважинной продукции. Согласно проведенным расчетам при увеличении обводненности с 9 до 94% происходит рост газового фактора с 44 до 80 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [12].

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С ВЫСОКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ГАЗОВОГО ФАКТОРА**

Высокие значения показателя газового фактора приводят к нерентабельности эксплуатации скважины и к его консервации, поэтому в настоящее время важно не допустить загазованность скважин.

Газовый фактор, как эксплуатационный параметр, зависит непосредственно от технологических факторов, таких как, режим работы залежи, условия работы промысловых надземных объектов месторождения. При всем этом основным параметром определяющим направления изменения свойств пластового флюида является давление насыщения нефти газом.

Изменение свойств пластового флюида в процессе эксплуатации залежи является результатом воздействия комплекса факторов, обусловленных режимом работы скважин (темпом отбора жидкости из пласта, связанным с изменением пластового и забойного давления) и воздействием системы ППД (взаимодействием пластового флюида с нагнетаемой водой).

В ходе работы были выделены возможные источники поступления дополнительных объемов свободного нефтяного газа: образовавшаяся свободная газовая фаза в призабойной зоне пласта при снижении давления ниже давления насыщения, увеличение растворенного в добываемой воде газа, образование конуса газа из-за деформации поверхности газонефтяного контакта и увеличение температуры сепарации.

Выбор технологии по борьбе с высокими значениями газового фактора зависит от геологического строения залежи (наличие газовой шапки и непроницаемых экранов на контакте двух фаз, неоднородность пласта и др.), физико-химических свойств нефти (вязкость, начальное газосодержание, давление насыщения нефти газом и др.) и технологических факторов (вид системы разработки, обводненность продукции и др.).

На поздних стадиях разработки основным методом борьбы с высокими значениями газового фактора является применение предвключенных устройств. Основной целью которых является уменьшение доли свободного газа в поступающей газожидкостной смеси. Наиболее распространенным устройством являются газосепаратор.

При наличии газовой шапки применяются различные методы уменьшения добычи газа из газонасыщенной части пласта в зависимости от геологического строения залежи и темпов отбора нефти, наиболее перспективной технологией является создание искусственного экрана для изоляции нефтяной части пласта от газовой. При режиме истощения производят преобразования режима работы залежи путем ввода системы поддержания пластового давления. Однако при привлечении большого объема нагнетаемой воды наблюдается рост газового фактора за счет увеличения растворенного в воде газа, следовательно, необходимо контролировать величину обводненности скважинной продукции и не допускать снижение пластового давления ниже давления насыщения.

Создание искусственного экрана на границе раздела фаз «газ-нефть» заключается в нагнетании в скважины в область ГНК изолирующей композиции для блокировки путей миграции газа в перфорационные интервалы добывающих скважин. Однако данная технология изоляции газопритока требует комплексного подхода с учетом всей геологической особенности строения залежи и специфики применяемого метода. Важным условием успешности создания искусственного экрана заключается в выборе подходящей газоизолирующей композиции. При несоответствии условий применимости агента с пористой средой или пластовыми термобарическими условиями произойдет быстрое расформирование экрана.

В данный момент наиболее эффективным газоизолирующим агентами являются вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров. Блокировка путей миграции газа достигается за

счет закупорки пор молекулами полимера. Деструкция полимеров может возникнуть из-за термического разрушения при средней пластовой температуре более 90 °С и механического разрушения при превышении давления закачки.

Рост газового фактора замечено на многих месторождениях Западной Сибири. Ярким примером является Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение, где основной причиной консервации нефтедобывающих скважин является высокая загазованность. Геологические особенности строения месторождения (большая распространенность газонефтяного контакта, малая вертикальная анизотропия и малая толщина нефтяной части пласта) и первоначально выбранный режим работы скважины (режим газовой шапки с высокими темпами отбора нефти) привели к быстрому снижению и деформации поверхности раздела фаз «газ-нефть». На месторождении актуализировался вопрос борьбы с образовавшимися газовыми конусами. Создание искусственного газонепроницаемого экрана для перекрытия основания конуса газа была организована с применением разных видов изолирующих материалов. Без комплексный подход без учета динамического состояния залежи в момент проведения работ и технологические особенности закачки нагнетаемого реагента в пласт привели к образованию неравномерного экрана с малой площадью охвата загазованных интервалов. Вдобавок некоторые изолирующие агенты быстро разрушились из-за несовместимости с пластовыми термобарическими условиями. Данный пример доказывает о необходимости учета многих критериев в процессе выявления причин роста газового фактора и выбора метода борьбы его высокими значениями с учетом всей индивидуальности геологического строения месторождения и специфики применяемого метода.

Резюмируя все вышесказанное, составлена блок-схема комплексного метода формирования высоких значений газового фактора и выбора мероприятий по его снижению (рисунок 17, приложение А).

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Никоновой Карине Станиславовне

Школа	Отделение школы (НОЦ)
Уровень образования	Направление/специальность
Бакалавриат	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		31.03.2021

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Никонова Карина Станиславовна		31.03.2021



## РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен более эффективный метод борьбы с высокими значениями газового фактора, а именно газоизоляционные работы. Данная технология позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти уже невозможна или малорентабельна и как результат увеличить нефтеотдачу.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) относятся к дорогостоящему методу по ограничению газопритока на нефтяных месторождениях. В данном разделе будет обоснована экономическая эффективность проведения инновационного мероприятия – газоизоляционные работы

## мероприятия

Затраты на реализацию инновационного мероприятия включают в себя стоимость материальных затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ, амортизационные отчисления, оплата найма бригады ТКРС, отчисления во внебюджетные фонды и контрагентные услуги. Бюджет затрат на реализацию проекта представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	1491380
2	Амортизационные отчисления	1469,1
3	Затраты на оплату труда за выполненную работу	68982
4	Отчисления во внебюджетные фонды	29344,31
5	Контрагентные услуги	365000
	<b>Итого основные расходы</b>	1954706,31
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	308057,92
	<b>Всего затраты на мероприятие</b>	2262764,23

Таким образом исходя из таблицы 2, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 262 67 764,23 рублей.

Технологию РИР с целью уменьшения количество «прорывного» газа из газовой шапки путём создания искусственного экрана на границе раздела фаз предлагается провести на десяти скважинах, дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта – два года с 2021 по 2023, при условии, что скважины в 2021 году после проведения РИР отработают 240 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от РИР равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,95.

Ставку дисконта принимает как 10%.

Ежегодные потери на обводнённость по десяти скважинам, на которых проводилось РИР, составляет 317,7 т/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти составляет 15462 рубля за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль – 24%. Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти – 874,37 руб./т.

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 64,57 \$/баррель. Курс доллара составил 74,25 руб. 1 баррель равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость нефти составит 35148,99 руб./т. Данные взяты на 20.03.2020 года.

Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

Ремонтно-изоляционные работы на месторождениях проводит фирма Z. В среднем стоимость одного РИР составляет 2262764,23 рублей (таблица 3).

Перейдем к выполнению расчета. Дополнительная добыча нефти за год после проведения РИР определяется по формуле 6:

$$\Delta Q = \Delta q T K_3 N, \quad (6)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T$  – время работы скважины в течение года, сут.;

$N$  – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_3$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Дополнительная добыча за 2021 год составит:

$$\Delta Q_{(2021)} = 30 \cdot 240 \cdot 0,95 \cdot 10 = 68400 \text{ тонн.}$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году  $t$  составит:

$$\Delta Q_{(t)}' = \Delta Q_{(t)} - \Delta Q_{\text{обв}} \quad (7)$$

где  $\Delta Q_{\text{обв}}$  – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q_{(2021)}' = 68400 - 317,7 = 68082,3 \text{ тонн.}$$

Анализ динамики прироста дебитов нефти после РИР показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения РИР ( $T$ ) составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от РИР составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году  $t$  после проведения мероприятия составит:

$$q_{\text{нт}} = q_{\text{нт}-1} - \frac{q_{\text{нт}} \cdot 15\%}{100\%} \quad (8)$$

Дополнительная добыча за 2022 год:

$$q_{\text{нт}2022} = 30 - \frac{30 \cdot 15\%}{100\%} = 25,5 \frac{\text{т}}{\text{сут}},$$

$$\Delta Q_{(2022)} = 25,5 \cdot 365 \cdot 0,95 \cdot 10 = 88421,25 \text{ тонн,}$$

$$\Delta Q_{(2022)}' = 88421,25 - 317,7 = 88103,55 \text{ тонн.}$$

Дополнительная добыча за 2023 год:

$$q_{\text{нт}2023} = 25,5 - \frac{25,5 \cdot 15\%}{100\%} = 21,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}},$$

$$\Delta Q_{(2023)} = 21,6 \cdot 365 \cdot 0,95 \cdot 10 = 75158,06 \text{ тонн,}$$

$$\Delta Q_{(2022)}' = 75158,06 - 317,7 = 74840,36 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году  $t$  определяется по формуле 9:

$$\Delta B_t = \Delta Q_{(t)} \cdot C_n, \quad (9)$$

где  $\Delta Q_{(t)}$  – объём дополнительной добычи нефти в  $t$ -м году, тонн;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_{2021} = 68082,3 \cdot 35148,99 = 2393024214 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_{2022} = 88103,55 \cdot 35148,99 = 3096750968 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_{2023} = 74840,36 \cdot 35148,99 = 2630563210 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году  $t$  определяется по формуле 10:

$$\Delta Z_{\text{тект}} = Z_{\text{РИР}} + \Delta Z_{\text{допт}}, \quad (10)$$

где  $Z_{\text{РИР}}$  – стоимость проведения РИР, руб.;

$\Delta Z_{\text{допт}}$  – затраты на дополнительную добычу нефти в году  $t$ , руб.

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot Z_{\text{пер}}, \quad (11)$$

где  $Z_{\text{пер}}$  – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

$$\Delta Z_{\text{доп}2021} = 68082,3 \cdot 874,37 = 32296200,65 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2021} = 2262764,23 \cdot 10 + 32296200,65 = 54923742,95 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2022} = \Delta Z_{\text{доп}2022} = 88103,55 \cdot 874,37 = 41793681,01 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2023} = \Delta Z_{\text{доп}2023} = 74840,36 \cdot 874,37 = 35502022,76 \text{ руб.}$$

Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году  $t$  определяется по формуле 12:

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тект}}, \quad (12)$$

$$\Delta \Pi_{2021} = 2393024214 - 54923742,95 = 2338100471,05 \text{ руб.},$$

$$\Delta \Pi_{2022} = 3096750968 - 41793681,01 = 3054957286,99 \text{ руб.},$$

$$\Delta \Pi_{2023} = 2630563210 - 35502022,76 = 2595061187,24 \text{ руб.}$$

Налог на дополнительную прибыль в году  $t$  определяется по формуле 13:

$$\Delta H_{\text{пт}} = \frac{\Delta \Pi_t \cdot H}{100\%}, \quad (13)$$

где  $H$  – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{пт}2021} = \frac{2338100471,05 \cdot 24\%}{100\%} = 561144113,1 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пт}2022} = \frac{3054957286,99 \cdot 24\%}{100\%} = 733189748,9 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пт}2023} = \frac{2595061187,24 \cdot 24\%}{100\%} = 622814684,9 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности в году  $t$  определяется по формуле 14:

$$\Delta \text{ПДН}_t = \Delta \Pi_t - \Delta H_{\text{пт}}, \quad (14)$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2021} = 2338100471,05 - 561144113,1 = 1776956358 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2022} = 3054957286,99 - 733189748,9 = 2321767538 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2023} = 2595061187,24 - 622814684,9 = 1972246502 \text{ руб.}$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году  $t$  определяется по формуле 15:

$$\Delta \text{ДПДН}_t = \Delta \text{ПДН}_t \cdot \alpha_t, \quad (15)$$

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле 16:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (16)$$

где  $E$  – ставка дисконта, %;

$t$  – расчетный год.

Находим коэффициент дисконтирования по формуле 16:

$$\alpha_{2021} = (1 + 0,1)^{2021-2021} = 1,$$

$$\alpha_{2022} = (1 + 0,1)^{-(2022-2021)} = 0,91,$$

$$\alpha_{2023} = (1 + 0,1)^{-(2023-2021)} = 0,83.$$

Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле 15:

$$\Delta \text{ДПДН}_{2021} = 1776956358 \cdot 1 = 1776956358 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ДПДН}_{2022} = 2321767538 \cdot 0,91 = 2112808460 \text{ руб.},$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2023} = 1972246502 \cdot 0,83 = 1636964597 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 17:

$$\Delta\text{ЧДД} = \sum_T \Delta\text{ДПДН}_t, \quad (17)$$

$$\Delta\text{ЧДД}_{2021} = \Delta\text{ДПДН}_{2021} = 1776956358 \text{ руб.,}$$

$$\Delta\text{ЧДД}_{2022} = 1776956358 + 2112808460 = 3889764818 \text{ руб.}$$

$$\Delta\text{ЧДД}_{2023} = 1776956358 + 2112808460 + 1636964597 = 5526729415 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представить в виде таблицы 3.

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	Год		
	2021	2022	2023
Количество РИР, скв.	10	0	0
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	68,1	88,1	74,8
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, тыс.руб.	2393024,2	3096750,968	2630563,21
Затраты на дополнительную добычу нефти, тыс.руб.	54923,74	41793,68	35502,02
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, тыс.руб.	2262764,23	0	0
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, тыс.руб	1776956	2321767	1972246
Налог на дополнительную прибыль, тыс.руб.	561144	733189	622814
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1776956	2112808	1636964
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1776956	3889764	5526729

## Вывод

Рассчитав экономическую эффективность проведения РИР за 3 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2021 по 2023 составит 231 тыс. тонн;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 5526 млн. рублей;

– бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 1916 млн. рублей;

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение РИР на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Никоновой Карине Станиславовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Определение закономерностей изменения газового фактора при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовые площадки разрабатываемых нефтяных месторождений, осложненные высокими значениями газового фактора
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. -ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. - ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - загазованность воздуха рабочей зоны; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - недостаточная освещенность. Опасные факторы: - взрывоопасная среда; - высокое давление; - механические опасности.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. - гидросфера: загрязнение подземных вод. - литосфера: загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при газонефтеводопроявлении и разгерметизации нефтесборных коллекторов и выкидных линий.



<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- пожар в результате газонефтеводопроявления на кустовой площадке добывающих скважин;</li> <li>- пожар в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов и выкидных линий.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- пожар в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов и выкидных линий.</li> </ul>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Никонова Карина Станиславовна		31.03.2021

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Нефтегазовая отрасль относится к сферам деятельности повышенной опасности и одним из приоритетных направлений развития нефтяных компаний является культура безопасности. Создание безопасных условий труда, сохранение жизни и здоровья работников и обеспечение надежной работы опасных производственных объектов позволяет снизить риски возникновения опасных событий.

Добыча нефти с большим газовым фактором может поспособствовать возникновению ряда проблем при обслуживании поверхностных объектов месторождения, таких как, возникновение газонефтеводопроявлений и присутствие загазованность на территории кустовой площадки, обслуживаемого оператором добычи нефти и газа.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Так как практически все месторождения нефти и газа удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [14]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов. Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть

увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений.

Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях согласно ГОСТ 12.2.033-78 [15]. Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Проверка работы предохранительных устройств является частым действием оператора ДНГ. В АГЗУ для проверки работы сбросного пружинного предохранительного клапана, предназначенного для защиты различного промышленного оборудования от недопустимого превышения установленного давления, необходимо сделать кратковременное открытие клапана путем перемещения рычага. Форма и размеры рукояток рычагов должны обеспечивать максимальное удобство их захвата и надежного удержания в процессе управления согласно ГОСТ 21753-76 [16]. При этом предпочитают рукоятки с плавными округлыми формами, близкими к шаровидной и удлиненной - цилиндрической, тщательно обработанной гладкой или рифленой поверхностью без острых углов и заусенцев.

## 5.2 Производственная безопасность

Контроль за работой добывающих скважин осуществляется оператором добычи нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место представляет собой кустовую площадку, скважины и блок автоматики.

При выполнении работ на опасных производственных объектах, коим относится месторождения нефти и газа, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [18] могут иметь место следующие факторы, представленные в таблице 4.

Таблица 4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Обслуживание	Изготовления	Эксплуатация	
1) Загазованность и запыленность воздуха рабочей среды;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [19]; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [20].
2) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [21].
3) Превышение уровней шума на вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [22]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.

				Общие требования [23].
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [24].
5) Взрывоопасная среда;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования [25].
6) Высокое давление;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.
7) Механические опасности.	+	+	+	Общие требования безопасности [26].

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### **Загазованность и запыленность воздуха рабочей среды**

При работе на месторождении имеются места, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм (АГЗУ и т.д.) согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19]. Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;

- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;

- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации [27].

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19]: диоксид азота – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, оксид углерода – 20 мг/м<sup>3</sup>.

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 5) согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [21].

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70 % воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

Таблица 5 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [28]. Для защиты головы от теплового облучения и травм алюминиевые, фибровые каски. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. В холодный период года во избежание обморожения рук используются перчатки и рукавицы. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи.

### **Превышение уровней шума и вибрации**

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спускоподъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка 71 (ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, и системы организма, в том числе и нервную систему. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [22], значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [29]: противοшумные вкладыши или наушники.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [25] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **Недостаточная освещенность**

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [29]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **Взрывоопасная среда**

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [27]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;



- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;

- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума. Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, взрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Если рассматривать и другие опасные производственные факторы при работе оператора ДНГ, то к данному фактору относится, и работа с оборудованием, работающим под давлением. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

### **Высокое давление**

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **Механические опасности**

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [26]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

### **5.3 Экологическая безопасность**

Процесс эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором сопровождается антропогенным воздействием на окружающую среду. К таковым относятся:

- выбросы парниковых газов в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований.

### **Защита атмосферы**

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Вдобавок влияние на загрязнение атмосферы оказывают

выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов и изменения проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

### **Защита гидросферы**

Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлива нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

## **Защита литосферы**

Разливы нефти и нефтепродуктов нарушают экологическое состояние почвенных покровов и в целом деформируют структуру биоценозов. Почвенные бактерии, а также беспозвоночные почвенные микроорганизмы и животные не в состоянии качественно выполнять свои важнейшие функции в результате интоксикации легкими фракциями нефти. При разливах нефти на суше применяются различные типы специальных дамб, земляных амбаров, запруд и траншей для отвода нефти и локализации зоны разлива. Для ликвидации разлива используется механический сбор нефти, который является наиболее качественным методом устранения аварии на суше. Кроме того, для устранения разливов на суше используются сорбенты. С их помощью проводится естественное рассеивание нефтепродуктов, что позволяет минимизировать последствия растекания опасных веществ до того, как они затронут экологически уязвимую зону.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется угроза пожара. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Один из основных источников ЧС является:

- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов и выкидных линий.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения согласно СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» [27]:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

В случае возникновения пожара на открытой местности автоматически срабатывает звуковая система оповещения всех сотрудников о немедленной эвакуации из пожароопасной зоны. Необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

### **Вывод**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников и обоснованы мероприятия по их устранению, рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Вдобавок были изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных

и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газовый фактор является важным эксплуатационным параметром, характеризующий режим работы залежи. Основные технологические факторы, влияющие изменение газового фактора в процессе разработки месторождения: снижение текущего пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, образование конусов газа, рост обводненности добываемой продукции и увеличение температуры на объектах сбора и подготовки. Таким образом, и внутрипластовые изменения свойств и состава добываемого флюида, и параметры промысловой подготовки нефти влияют на неувязку фактических значений газового фактора от проектных.

На сегодняшний день наиболее перспективной технологией по борьбе с высокими значениями газового фактора является технология изоляции газопритока путем создания непроницаемого экрана на границе раздела фаз. Для достижения максимального эффекта от принимаемого мероприятия необходимо осуществить комплексный подход с учетом всех особенностей геологического строения залежи и с всей специфики применимого метода. Успешность формирования искусственного экрана зависит от совместимости изолирующегося материала с горной породой. Большой эффект производили ремонтно-изоляционные работы, где изолирующими материалами выступали вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров.

Применение изоляционной технологии ограничения газопритоков является экономически целесообразным мероприятием увеличения нефтеотдачи продуктивных горизонтов, разработка которых осложнена высокими значениями газового фактора.

При проведении изоляционных работ необходимо соблюдать требования производственной безопасности, поскольку опытно-промышленные работы ведутся на загазованных кустовых площадках.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Моделирование величины газового фактора нефти с учётом изменения термобарических условий сепарации скважинной продукции на промышленном объекте / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, С.А. Леонтьев и др. // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 58-63.
- 2 ОСТ-153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей/ ВНИИнефть. М., 2003.
- 3 Ковалев К.А. Детализация терминологии при исследовании газового фактора и газосодержания / Ковалев К.А., Гафуров А.Э. // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 4. – С.39-41.
- 4 Былинкин Г.П. Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования / Г.П. Былинкин, П.А. Гужиков // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С.31-36.
- 5 Кордик К.Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири: дис. ... канд.техн.наук. – Тюмень, 2018 г. – Режим доступа: <http://rusoil.net/files/1006/KordikKE/KordikKE-diss.pdf>
- 6 Гульятеева Н.А. Массообмен в системе нефть-газ-вода и его влияние на добычу нефтяного газа / Н.А. Гульятеева, Э.Н. Тощев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С.100-103.
- 7 Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: утверждено министерством природных ресурсов и экологии РФ 01.11.2013 г. Приказ № 477: ввод в действие 01.01.2016
- 8 Брусиловский А.И. Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методологической основе / А.И. Брусиловский, Г.П. Былинкин // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11. – С. 54-57.
- 9 Давыдова О.В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных



месторождений на поздней стадии разработки / О.В. Давыдова, Н.Х. Габдрахманов // Нефтяная провинция. – 2019. – №1. – С. 156-188.

10 Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 8. – С. 104-111.

11 Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири / Л.А. Томская [и др.] // Вестник Северо-Восточного Федерального Университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – Т.53, №3. – С. 50-60.

12 Михайлов В.Г. Прогнозирование газового фактора с учётом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений/ В.Г. Михайлов, А.И. Пономарев, А.С. Топольников // SOCAR Proceedings. – 2017. – №3. – С.41-48.

13 Консультант Плюс: Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [Электронный ресурс]: федер. закон от 12.03. 2013 г. № 101 (ред. от 12.01.2015) // Консультант Плюс: справочная правовая система. Версия Проф, сетевая. – М.: АО Консультант Плюс, 2010.

14 Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

15 ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

16 ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.

17 ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.

18 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

- 19 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 20 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 21 СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 22 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 23 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 24 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
- 25 ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.
- 26 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 27 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
- 28 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 29 СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003\*.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А



Рисунок 17 – Блок-схема комплексного метода формирования высоких значений газового фактора и выбора мероприятий по его снижению